

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en CO₂ transcrítico

Autor: Andrés Carro Paulete

Tutor: Ricardo Chacartegui Ramírez

Dep. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Máster
Master Universitario en Ingeniería Industrial

Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en CO₂ transcrítico

Autor:

Andrés Carro Paulete

Tutor:

Ricardo Chacartegui Ramírez

Catedrático de Universidad

Dep. Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Trabajo Fin de Máster: Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía
basados en CO2 transcrito

Autor: Andrés Carro Paulete
Tutor: Ricardo Chacartegui Ramírez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los
siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

Índice

Índice de Tablas	9
Índice de Figuras	11
Índice de Ecuaciones.....	14
Índice de Código.....	15
Notación	16
1. Introducción	17
1.1 Objeto y estructura	17
1.2 Generación de energía renovable.....	17
1.3 Sistemas de almacenamiento de energía	18
1.3.1 Superconductores (SMES)	18
1.3.2 Baterías electroquímicas (BESS).....	19
1.3.3 Capacitores avanzados	19
1.3.4 Volantes de inercia (FES).....	19
1.3.5 Aire comprimido (CAES).....	20
1.4 Propiedades térmicas del CO ₂	20
2. Sistema básico: almacenamiento termoelectrico de energía con ciclos de CO ₂ transcríticos	22
2.1 Principio de funcionamiento.....	22
2.2 Integración de los ciclos de carga y descarga.....	23
2.3 Almacenamiento	23
2.4 Modelado.....	25
2.4.1 Parámetros que definen el sistema.....	25
2.4.2 Simulación del sistema (EES).....	27
2.5 Conclusiones	34
3. Sistema de almacenamiento geotérmico	35
3.1 Introducción al almacenamiento de energía en formaciones geológicas.....	35
3.1.1 Objetivo de la técnica	35
3.1.2 Captura de CO ₂	35
3.1.3 Transporte de CO ₂	35
3.1.4 Comparación con las tecnologías existentes	36
3.1.5 Beneficios.....	36
3.2 Principio de funcionamiento.....	37
3.2.1 Fase de carga.....	37
3.2.2 Fase de descarga.....	38
3.3 Almacenamiento.....	39

3.3.1	Almacenamiento térmico	39
3.3.2	Almacenamiento mecánico.....	39
3.4	Modelado.....	40
3.4.1	Parámetros que caracterizan el sistema	40
3.4.2	Simulación del sistema (EES).....	44
3.5	Comparativa de resultados del sistema sin almacenamiento geotérmico y el sistema con almacenamiento geotérmico.....	54
3.6	Influencia de los valores de presión.....	58
3.6.1	Profundidad de pozo de 1800 m.....	58
3.6.2	Profundidad de pozo de 3000 m.....	59
3.6.3	Influencia en el rendimiento global del sistema.....	60
3.7	Conclusiones	61
4.	Integración de los ciclos cerrados de CO ₂ y el almacenamiento en formaciones geológicas	63
4.1	Análisis de la configuración del sistema.....	63
4.1.1	Configuración de los sistemas anteriores	63
4.1.2	Integración del almacenamiento geotérmico en serie	64
4.1.3	Integración del almacenamiento geotérmico en paralelo	68
4.1.4	Conclusiones	69
4.2	Modos de funcionamiento del sistema con almacenamiento geotérmico en paralelo	70
4.2.1	Ciclo de carga cerrado.....	70
4.2.2	Ciclo de carga abierto con almacenamiento geotérmico.....	70
4.2.3	Ciclo de descarga cerrado	71
4.2.4	Ciclo de descarga abierto con almacenamiento geotérmico	72
4.3	Modelado del sistema con almacenamiento geotérmico en paralelo	72
4.3.1	Parámetros que caracterizan el sistema	72
4.3.2	Simulación del sistema (EES).....	74
4.3.3	Resumen de resultados.....	81
4.4	Conclusiones	82
5.	Evolución temporal del sistema	83
5.1	Características de la planta	83
5.1.1	Introducción.....	83
5.1.2	Contexto del sistema de almacenamiento en la red eléctrica.....	83
5.2	Alimentación de la planta.....	84
5.2.1	Generación eólica.....	84
5.2.2	Generación fotovoltaica	87
5.2.3	Red eléctrica.....	88

5.2.4	Captura de CO ₂	89
5.3	Programación del horario de funcionamiento.....	91
5.3.1	Criterios de programación: precio de la electricidad.....	91
5.3.2	Influencia del sistema eléctrico	92
5.4	Evolución temporal de los depósitos.....	93
5.4.1	Depósito de acero	93
5.4.2	Depósitos de agua.....	93
5.4.3	Depósito de hielo	94
5.4.4	Almacenamiento geotérmico	96
5.5	Modelado del sistema.....	96
5.5.1	Constantes de la simulación	96
5.5.2	Simulación del sistema (EES).....	98
5.6	Programación alternativa.....	106
5.6.1	Criterio de programación: recurso renovable y demanda variable	106
5.6.2	Interfaz gráfica (EES)	106
5.6.3	Novedades que incorpora la interfaz	109
5.6.4	Simulación del sistema	110
5.6.5	Resultados	111
5.6.6	Nuevas funciones a implementar.....	112
5.7	Conclusiones	112
6.	Análisis económico	114
6.1	Contexto del análisis.....	114
6.2	Costes	114
6.2.1	Coste de inversión	114
6.2.2	Costes de operación y mantenimiento.....	115
6.3	Coste normalizado de la energía	116
7.	Conclusiones	117
8.	Bibliografía.....	119

Índice de Tablas

Tabla 1: Tabla comparativa del CO ₂ y otros fluidos. [4].....	23
Tabla 2: Comparativa del agua y otros medios de almacenamiento. [4]	24
Tabla 3: BS. Rendimiento de los equipos. [7]	25
Tabla 4: BS. Título del CO ₂ en el punto inicial de los ciclos.	26
Tabla 5: BS. Estado inicial de los depósitos. [7].....	26
Tabla 6: BS. Valores de presión que caracterizan los ciclos [7].	26
Tabla 7: BS. Descripción de las variables de entrada/salida en los procedimientos....	27
Tabla 8: BS. Parámetros que caracterizan los intercambios de calor con el agua caliente.	31
Tabla 9: BS. Parámetros que definen los intercambios de calor con el hielo.	32
Tabla 10: BS. Resumen de los resultados de la simulación.	33
Tabla 11: Rendimiento de los equipos	40
Tabla 12: Condiciones de entrada en procesos de compresión.	41
Tabla 13: Condiciones de transporte del CO ₂ capturado.....	41
Tabla 14: Valores de presión entre los que trabajan compresor (carga) y turbina (descarga). [7].....	41
Tabla 15: Estado inicial de los depósitos [7]	42
Tabla 16: Condiciones de extracción del CO ₂ del pozo A. [5]	42
Tabla 17: Condiciones de inyección del CO ₂ en el pozo A. [5].....	43
Tabla 18: Condiciones de inyección en el pozo B. [5]	43
Tabla 19: Relación lineal considerada entre profundidad y presión inyección/extracción en A.	43
Tabla 20: Descripción del procedimiento "weel"	45
Tabla 21: Distintos valores de profundidad considerados en la simulación	47
Tabla 22: Variación de los parámetros del ciclo de carga con la profundidad.	47
Tabla 23: Variación de los parámetros del ciclo de descarga con la profundidad.....	48
Tabla 24: Parámetros del sistema que dependen de la profundidad del pozo A.	51
Tabla 25: Calor, trabajo y rendimiento frente a profundidad.	53
Tabla 26: Valores de presión optimizados para el sistema básico. [7]	58
Tabla 27: Análisis paramétrico; 1800 m.	58
Tabla 28: Análisis paramétrico; 3000 m.	59
Tabla 29: FIS. Rendimiento de los equipos [7].....	72
Tabla 30: FIS. Condiciones de entrada en procesos de compresión.....	73
Tabla 31: FIS. Condiciones de transporte del CO ₂ capturado. [8]	73
Tabla 32: FIS. Valores de presión entre los que trabajan compresor (carga) y turbina (descarga). [7].....	73
Tabla 33: FIS. Estado inicial de los depósitos [7]	74
Tabla 34: FIS. Condiciones del CO ₂ del pozo A. [5]	74
Tabla 35: FIS. Condiciones de inyección en el pozo B. [5].....	74
Tabla 36: FIS. Parámetros del ciclo de carga del sistema cerrado.	77
Tabla 37: FIS. Parámetros del ciclo de descarga del sistema cerrado.	78
Tabla 38: FIS. Calor, trabajo y rendimiento del sistema.	81
Tabla 39: FIS. Resumen de los resultados.	81
Tabla 40: Valores típicos de longitud de rugosidad para distintos terrenos.	85
Tabla 41: Datos ambientales, AEMET [10].	86
Tabla 42: Constantes en la generación eólica.....	87
Tabla 43: Datos de potencia fotovoltaica.	87
Tabla 44: Datos relativos a la demanda y precio de electricidad real [11].	88

Tabla 45: Datos relativos a emisiones de CO ₂ y flujo de CO ₂ capturado [11].	90
Tabla 46: Influencia del estado de los depósitos de almacenamiento en la programación.	92
Tabla 47: Resumen de potencias nominales.	92
Tabla 48: Nivel del depósito de acero	93
Tabla 49: Nivel de los depósitos de agua.	94
Tabla 50: Condiciones del depósito de hielo	95
Tabla 51: Fracciones másicas de hielo y agua.	97
Tabla 52: Valores límite de la temperatura de los depósitos.	97
Tabla 53: Calor intercambiado por unidad de masa de CO ₂ .	97
Tabla 54: Trabajo desarrollado por unidad de masa de CO ₂ .	97
Tabla 55: Descripción de los procedimientos "read" y "write"	99
Tabla 56: Valores límite alcanzados en los depósitos.	105
Tabla 57: Criterio de programación: disponibilidad de recurso renovable.	106
Tabla 58: Novedades de la interfaz; migración lateral.	109
Tabla 59: Novedades de la interfaz; control de las plantas asociadas	109
Tabla 60: Criterio de programación; recurso renovable y demanda variable.	
Características de la sim.	110
Tabla 61: Criterio de programación renovable; resultados.	111
Tabla 62: Análisis económico; Inversión.	114
Tabla 63: Análisis económico; Gastos de operación y mantenimiento.	115
Tabla 64: Resumen de datos para el cálculo de LCOE.	116

Índice de Figuras

Ilustración 1: Almacenamiento en sistemas de potencia [1]	18
Ilustración 2: Diagrama de fases del CO ₂ . [3].....	20
Ilustración 3: Ciclo de refrigeración subcrítico de CO ₂ (izquierda) y ambos ciclos de refrigeración; subcrítico y transcrito (derecha). [3].....	21
Ilustración 4: BS. Ciclos de carga (izquierda) y descarga (derecha)	22
Ilustración 5: Buena (abajo) y mala (arriba) integración entre el ciclo y los focos [4] ...	23
Ilustración 6: BS. Configuración de la planta durante el ciclo de carga (izquierda) y descarga (derecha) [4].....	24
Ilustración 7: Diagrama P-T con los estados del agua. [7]	25
Ilustración 8: BS. Datos almacenados en la simulación del primer proceso en carga (compresión) y descarga (compresión).....	28
Ilustración 9: BS. Datos almacenados en la simulación del cuarto y último proceso en carga (evaporación) y descarga (condensación).....	28
Ilustración 10: BS. Datos almacenados en la simulación de los intercambios con el agua caliente.	29
Ilustración 11: BS. Datos almacenados en la simulación de los intercambios con el hielo.....	29
Ilustración 12: BS. Esquema de la simulación del ciclo de CO ₂ transcrito.	30
Ilustración 13: BS. Intercambios de calor CO ₂ -agua (izquierda) y CO ₂ -hielo (derecha)	31
Ilustración 14: BS. Diagrama T-s.	32
Ilustración 15: BS. Gráficos de trabajo y calor.....	34
Ilustración 16: Planteamiento inicial de la configuración del sistema durante la carga	38
Ilustración 17: Planteamiento inicial de la configuración del sistema durante la descarga.....	39
Ilustración 18: Características de la inyección/producción en formaciones geológicas. [5]	40
Ilustración 19: Profundidad pozo A - Presión de inyección / extracción [5].....	43
Ilustración 20: GSS. Configuración final del sistema: ciclos abiertos de CO ₂ transcrito con almacenamiento geológico.....	44
Ilustración 21: GSS. Datos almacenados en la simulación del primer proceso en carga (expansión) y descarga (compresión)	45
Ilustración 22: GSS. Datos almacenados en la simulación del sexto y último proceso en carga (pozo A) y descarga (pozo B).....	46
Ilustración 23: GSS. Esquema de la simulación del ciclo de CO ₂ transcrito con formaciones geológicas.	46
Ilustración 24: GSS. Intercambios CO ₂ -Agua (carga-descarga) con una profundidad del pozo A de 1800 m.....	49
Ilustración 25: GSS. Intercambios CO ₂ -hielo, con una profundidad del pozo A de 1800 m.	49
Ilustración 26: GSS. Diagrama T-s del sistema con almacenamiento en formaciones geológicas para una profundidad de 1800 m.	50
Ilustración 27: GSS. Diagrama T-s del sistema con almacenamiento en formaciones geológicas según profundidad (1800 - 2400 - 3000 m).	51
Ilustración 28: GSS. Diagrama T-s. Distinta evolución del sistema dependiendo de la profundidad.....	52
Ilustración 29: GSS. Gráficos de calor en el sistema de CO ₂ transcrito con almacenamiento geotérmico.	53

Ilustración 30: GSS. Gráficos de trabajo del sistema de CO ₂ transcríticos con almacenamiento geotérmico.	54
Ilustración 31: Gráficos de calor en ambos sistemas (BS-GSS); simple (izquierda) y con almacenamiento geotérmico (derecha).	55
Ilustración 32: Diagrama T-s del sistema con almacenamiento geotérmico.	56
Ilustración 33: Diagrama T-s del sistema simple, sin almacenamiento geotérmico.	57
Ilustración 34: Gráficos de trabajo en ambos sistemas (BS-GSS); simple (izquierda) y con almacenamiento geotérmico (derecha).	57
Ilustración 35: Captura del análisis paramétrico de la influencia de las presiones de alta para una profundidad de 1800 m.	59
Ilustración 36: Captura del análisis paramétrico de la influencia de las presiones de alta para una profundidad de 3000 m.	60
Ilustración 37: Rendimiento global del sistema con almacenamiento geotérmico en función de la presión de alta en la carga (y descarga).	61
Ilustración 38: Sistema de almacenamiento de energía termo-eléctrico con ciclos de CO ₂ transcríticos.	63
Ilustración 39: Sistema de almacenamiento de energía a gran escala en formaciones geológicas.	64
Ilustración 40: ISS. Ciclo cerrado de carga con almacenamiento geotérmico; expansión en dos etapas con almacenamiento intermedio en el pozo. Configuración y diagrama T-s.	65
Ilustración 41: ISS. Ciclo cerrado de descarga con almacenamiento geotérmico; compresión en dos etapas con almacenamiento intermedio en el pozo.	66
Ilustración 42: ISS. Integración del ciclo de carga y descarga con expansión y compresión en dos etapas.	67
Ilustración 43: ISS. Gráfico de potencia térmica en los intercambios de calor. Ciclo de carga (izquierda) y ciclo de descarga (derecha).	67
Ilustración 44: ISP. Sistema cerrado con almacenamiento geotérmico; ciclo de carga.	68
Ilustración 45: ISP. Sistema cerrado con almacenamiento geotérmico; ciclo de descarga.	69
Ilustración 46: FIS. Sistema que integra en ciclo cerrado y el abierto con almacenamiento geotérmico funcionando como ciclo de carga cerrado.	70
Ilustración 47: FIS. Sistema que integra en ciclo cerrado y el abierto con almacenamiento geotérmico funcionando como ciclo de carga abierto.	71
Ilustración 48: FIS. Sistema que integra en ciclo cerrado y el abierto con almacenamiento geotérmico funcionando como ciclo de descarga cerrado.	71
Ilustración 49: FIS. Sistema que integra en ciclo cerrado y el abierto con almacenamiento geotérmico funcionando como ciclo de descarga abierto.	72
Ilustración 50: FIS. Datos almacenados en la simulación del primer proceso en carga (expansión) y descarga (compresión).	75
Ilustración 51: FIS. Datos almacenados en la simulación del sexto y último proceso en carga (pozo A) y descarga (pozo B).	75
Ilustración 52: FIS. Esquema de la simulación del ciclo de carga del sistema cerrado con el almacenamiento geotérmico en paralelo.	76
Ilustración 53: FIS. Esquema de la simulación del ciclo de descarga del sistema cerrado con el almacenamiento geotérmico en paralelo.	77
Ilustración 54: FIS. Intercambios CO ₂ -Agua (carga-descarga) con una profundidad del pozo A de 1800 m.	79
Ilustración 55: FIS. Intercambios CO ₂ -hielo (carga-descarga), con una profundidad del pozo A de 1800 m.	79

Ilustración 56: FIS. Diagrama T-s completo de la integración del sistema cerrado y abierto con almacenamiento geotérmico.....	80
Ilustración 57: Curva de demanda eléctrica estándar [11].....	83
Ilustración 58: Planta ficticia. Ciclo de carga.	84
Ilustración 59: Planta ficticia. Ciclo de descarga.	84
Ilustración 60: Potencia generada en función de la velocidad del viento.	85
Ilustración 61: Datos de viento, AEMET. 08 de Octubre de 2019, Vejer de la Frontera (Cádiz) [10].	86
Ilustración 62: Potencia solar por horas.	88
Ilustración 63: Demanda (kW) y precio de la electricidad (€/MW) por horas.	89
Ilustración 64: Almacenamiento de CO ₂ . Esquema.....	90
Ilustración 65: Gasto másico de CO ₂ capturado que alimenta la planta.	91
Ilustración 66: Precio de la electricidad. 10 de octubre de 2019 (REE) [11].	91
Ilustración 67: Gráfica de potencia horaria. Demanda y generación renovable.....	92
Ilustración 68: Esquema del balance de materia en el depósito de acero.	93
Ilustración 69: Esquema del balance de materia en los depósitos de agua.....	94
Ilustración 70: Esquema del intercambio energético en el depósito de hielo.	95
Ilustración 71: Esquema del balance de materia en el interior de la formación geológica.	96
Ilustración 72: Curva de potencia eólica de un aerogenerador de 5 MW.....	98
Ilustración 73: Datos almacenados de la simulación (izquierda) y código de los balances de materia y energía (derecha).....	100
Ilustración 74:"Datos_amb". Datos reales externos a la planta.	101
Ilustración 75: Datos almacenados del comienzo de la simulación.	101
Ilustración 76: Datos almacenados del final de la simulación.....	102
Ilustración 77: Esquema del programa que simula un día de funcionamiento de una planta ficticia.....	102
Ilustración 78: Programación horaria del sistema.....	103
Ilustración 79: Evolución temporal del nivel de los depósitos de agua fría y acero....	104
Ilustración 80: Evolución temporal de la temperatura del hielo y del nivel del depósito de agua caliente.	104
Ilustración 81: Potencias de funcionamiento (izquierda, kW) y gasto másico (derecha, kg/s).....	105
Ilustración 82: Evolución temporal del CO ₂ en el interior de la formación geológica..	106
Ilustración 83: Interfaz gráfica - Vista general. v1.0.....	107
Ilustración 84: Interfaz gráfica - Ciclo de carga. v1.0.....	107
Ilustración 85: Interfaz gráfica - Ciclo de descarga. v1.0.....	108
Ilustración 86: Interfaz gráfica - Panel de control. v1.0.....	109
Ilustración 87: Criterio renovable y demanda variable; depósito de acero y programación.....	110
Ilustración 88: Criterio de programación renovable; evolución temporal de los depósitos de hielo y agua.	111
Ilustración 89: Potencias de funcionamiento y gasto másico de los ciclos; criterio renovable.....	111
Ilustración 90: Criterio renovable; evolución temporal del nivel de CO ₂ en el pozo A.	112

Índice de Ecuaciones

Ecuación 1: BS. Rendimiento del ciclo de carga.	33
Ecuación 2: BS. Rendimiento del ciclo de descarga.	33
Ecuación 3: BS. Rendimiento global.	33
Ecuación 4: Rendimiento de carga en el sistema con almacenamiento geotérmico sin considerar expansiones (izquierda) y considerando expansiones (derecha).	52
Ecuación 5: Rendimiento de descarga en el sistema con almacenamiento geotérmico.	52
Ecuación 6: Rendimiento global en el sistema con almacenamiento geotérmico sin considerar la expansión en la carga (izquierda) y considerando la expansión en la carga (derecha).	52
Ecuación 7: Rendimiento del ciclo de carga funcionando como ciclo cerrado.	80
Ecuación 8: Rendimiento del ciclo de descarga funcionando como ciclo cerrado.	80
Ecuación 9: Rendimiento global del sistema funcionando como ciclo cerrado.	80
Ecuación 10: Rendimiento del ciclo de carga funcionando como ciclo abierto con almacenamiento geotérmico.	80
Ecuación 11: Rendimiento del ciclo de descarga funcionando como ciclo abierto con almacenamiento geotérmico.	81
Ecuación 12: Rendimiento global del sistema funcionando como ciclo abierto con almacenamiento geotérmico.	81
Ecuación 13: Velocidad del viento en función de la altura.	85
Ecuación 14: Balance de materia en el depósito de acero.	93
Ecuación 15: Masa de CO ₂ en el depósito de acero.	93
Ecuación 16: Balance de materia en los depósitos de agua.	94
Ecuación 17: Masa de agua en los depósitos caliente (izquierda) y frío (derecha).	94
Ecuación 18: Estimación de la masa de hielo.	95
Ecuación 19: Balance de energía en el depósito de hielo.	95
Ecuación 20: Temperatura del hielo en el depósito.	95
Ecuación 21: Balance de materia en el pozo.	96
Ecuación 22: Masa de CO ₂ en el interior de la formación geológica.	96
Ecuación 32: Coste normalizado de la energía [16]	116

Índice de Código

Código 1: BS. Procedimientos de simulación de procesos; Compresión / Expansión / Intercambio CO ₂ -Agua / Intercambio CO ₂ -Hielo.	27
Código 2: Procedimiento de simulación de proceso: Evolución en el interior de la formación geológica.....	44
Código 3: Funciones definidas en la simulación del funcionamiento de una planta ficticia	99
Código 4: Procedimientos en la simulación de una planta ficticia: Lectura de estado anterior / Escritura de estado actual.....	99

Notación

Abrev.

BS	Sistema básico	<i>Basic System</i>
AEMET	Agencia Estatal de Meteorología	<i>State Meteorological Agency</i>
bar	Bares	<i>Bar</i>
BESS	Baterías electroquímicas	<i>Electrochemical Batteries</i>
CAC	Captura y almacenamiento de CO ₂	<i>CO₂ Capture and Storage</i>
CAES	Aire comprimido	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CO ₂	Dióxido de Carbono	<i>Carbon dioxide</i>
COP	Coeficiente de rendimiento	<i>Coefficient of Performance</i>
EDLCs	Capacitores de doble carga	<i>Dual Load Capacitors</i>
EOR	Recuperación asistida de petróleo	<i>Enhance Oil Recovery</i>
ESS	Sistema de almacenamiento de energía	<i>Energy Storage Systems</i>
FES	Volantes de inercia	<i>Flywheel energy storage</i>
FIS	Sistema Integrado, configuración Final	<i>Final Integrated System</i>
GLP	Gas licuado derivado del petróleo	<i>Liquefied petroleum gas</i>
GSS	Sistema de almacenamiento geotérmico	<i>Geothermal Storage System</i>
GW	Gigavatio	<i>Gigawatt</i>
h	Entalpía	<i>Enthalpy</i>
H ₂ O	Agua	<i>Water</i>
ISP	Sistema integrado en paralelo	<i>Integrated System. Parallel</i>
ISS	Sistema integrado en serie	<i>Integrated System, Serial</i>
kg	Kilogramo	<i>Kilogram</i>
kW	Kilovatio	<i>Kilowatt</i>
LCOE	Coste normalizado de la energía	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MW	Megavatio	<i>Megawatt</i>
O&M	Operación y mantenimiento	<i>Operation & Maintenance</i>
°C	Grados centígrados	<i>Celsius Degrees</i>
P	Presión	<i>Pressure</i>
PCC	Punto de acople con la red	<i>Point of Common Coupling</i>
Q	Potencia térmica	<i>Thermal power</i>
RAP	Recuperación asistida de petróleo	<i>Enhance Oil Recovery</i>
REE	Red Eléctrica de España	<i>Red Eléctrica de España</i>
rpm	Revoluciones por minuto	<i>Revolutions per minute</i>
s	Entropía	<i>Entropy</i>
SMES	Superconductores magnéticos	<i>Superconducting magnetic energy storage</i>
T	Temperatura	<i>Temperature</i>
W	Potencia	<i>Power</i>
x	Título	<i>Quality</i>
η	Rendimiento	<i>Efficiency</i>

1. Introducción

1.1 Objeto y estructura

Este proyecto trata el estudio de un nuevo tipo de tecnología de almacenamiento de energía a gran escala, el almacenamiento electrotrémico de energía, basado en ciclos de CO₂ transcrítico y transferencia de calor a depósitos de hielo y agua caliente, y su posible combinación con el almacenamiento geotémico de energía, en el interior de formaciones geológicas.

La introducción del trabajo consiste en un repaso de los sistemas de almacenamiento de energía disponibles, para dar una visión general del panorama actual, y el contexto en el que se situaría el sistema en el que se basa el estudio.

En la primera parte del proyecto se realiza un análisis del sistema básico (BS), formado por dos ciclos de CO₂ transcrítico, y almacenamiento en depósitos de hielo y agua caliente. La segunda parte consta de una introducción a la captura, transporte y almacenamiento de CO₂, y de los beneficios que aporta, además del estudio de un sistema que usa los ciclos de CO₂ transcrítico para llevar a cabo el almacenamiento de CO₂ en el interior de formaciones geológicas (GSS). La tercera parte del proyecto tiene como objetivo desarrollar un sistema (FIS) que integra los beneficios del almacenamiento electrotrémico inicial y del almacenamiento geotémico.

Por último, se realiza un estudio de la evolución temporal del sistema integrado (FIS). Para ello se considerará una planta para el almacenamiento de energía, una o varias fuentes de energía renovable y la influencia de la red eléctrica.

1.2 Generación de energía renovable

La generación de energía eléctrica a partir de plantas eólicas y solares ha aumentado considerablemente en recientes años. Sin embargo, la potencia de salida es intermitente dada la variabilidad del recurso eólico y solar. Dicha variabilidad puede afectar negativamente la calidad de la potencia generada y la estabilidad en el punto de acople con la red (PCC). Esto conlleva a que sea importante analizar como mitigar la variación de la potencia de salida de generadores eólicos y solares. La potencia de salida de las turbinas eólicas está relacionada directamente con la velocidad del viento. Debido a que el viento evoluciona con el tiempo, la potencia de salida se considera fluctuante. La integración de sistemas de almacenamiento de energía (ESS) con plantas de generación eólica es una solución técnicamente viable para mitigar las variaciones de potencia. Los ESS surgen como una alternativa para compensar la variabilidad de la potencia generada a partir del viento y del sol. Esto no solo facilita la integración de renovables con la red eléctrica, sino que también facilita su participación en los mercados eléctricos. [1]

La selección del ESS depende de aspectos técnicos, de la topología de la red y de aspectos económicos. La creciente necesidad de aprovechar los recursos renovables, los incentivos económicos de diferentes gobiernos y la necesidad de disminuir gases de efecto invernadero han conllevado al avance de los ESS para ser integrados a la red. Además de para compensar la potencia en plantas eólicas y solares, también son usados a nivel de distribución para mejorar la calidad de la energía, mejorar el consumo,

aumentar la robustez en redes débiles y retardar la construcción de redes de transmisión. [1]

1.3 Sistemas de almacenamiento de energía

La energía eléctrica puede ser generada, transportada y transformada con facilidad, sin embargo, resulta complicado almacenarla en grandes cantidades. Aun siendo complicado, existen diversos métodos de almacenamiento de energía a lo largo de la cadena de suministro:

- A gran escala (GW): hidroeléctrica reversible (bombeo) y almacenamiento térmico.
- Almacenamiento en redes (MW): pilas y baterías; condensadores y superconductores; volantes de inercia.
- A nivel de usuario final (kW): baterías, superconductores, volantes de inercia.

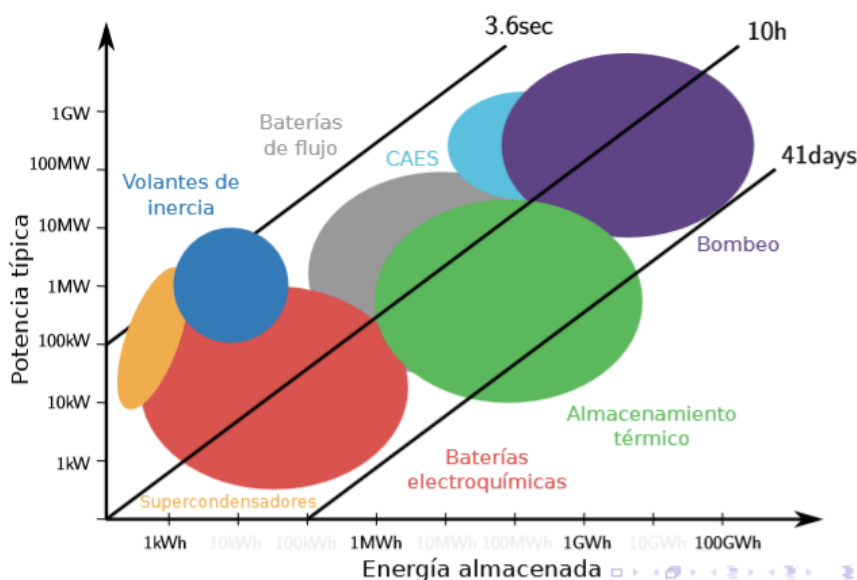


Ilustración 1: Almacenamiento en sistemas de potencia [1]

Las nuevas tecnologías de almacenamiento de energía se convertirán en elementos fundamentales de los sistemas eléctricos del futuro, de tal forma que el almacenamiento eléctrico puede aportar valor en todos y cada uno de los eslabones de la cadena de suministro de electricidad. La incorporación de estos sistemas de almacenamiento de energía, tiene el objetivo final de maximizar la integración de renovables y dotar de una mayor eficiencia y seguridad al conjunto del sistema eléctrico. [2]

Dos factores son determinantes a la hora de seleccionar un ESS. Uno es la cantidad de energía que requiere se almacenada y el otro es la tasa a la cual dicha energía puede ser almacenada y/o liberada según sea requerida. Otros factores incluyen: precio, temperatura, vida útil, etc. [1]

1.3.1 Superconductores (SMES)

Los SMES están diseñados para almacenar energía en su campo magnético dada una corriente que fluye a través de una bobina superconductor. Aunque el fenómeno de la superconducción fue descubierto en 1911, no fue sino hasta la década de los 70's que los SMES fueron propuestos por primera vez como ESS para los sistemas de potencia. Las aplicaciones de los SMES se centran principalmente en mejorar el nivelamiento de

la carga, la estabilidad dinámica, la estabilidad transitoria, la estabilidad de voltaje y la calidad de la energía. Si bien, los SMES continúan siendo una tecnología altamente costosa para ser aplicada en sistemas eléctricos dada la necesidad de materiales especiales para el núcleo de la bobina; su ventaja radica en que no se requiere de un inversor, con lo cual se incrementa la eficiencia. El desarrollo de nuevos superconductores que soportan altas temperaturas ha hecho posible la reducción en tamaño de los SMES dado que se requiere menos elementos de refrigeración. Esto se evidencia en varias instalaciones que emplean SMES como ESS. [1]

Pueden proporcionar rápida capacidad de respuesta y brindar respaldo desde las fracciones de segundo hasta varias horas. Su principal desventaja es que se requiere de una instalación especial que permita mantener las condiciones adecuadas de operación de la bobina superconductora. [1]

1.3.2 Baterías electroquímicas (BESS)

Las baterías operan almacenando la energía químicamente y son una de las tecnologías disponibles en el mercado, con una de las mejores relaciones coste-efectividad. Un sistema de baterías para renovables consta de un conjunto de ellas conectadas en serie/paralelo para cumplir con requisitos de voltaje/corriente. Un convertidor es empleado para conectarlas con la red eléctrica y un controlador es usado para cargarlas durante horas de poca demanda y bajo costo de la energía ("*off-peak/low-cost*"). [1]

Algunas ventajas de ellas son: alta densidad de energía, alta eficiencia, largos ciclos de vida, rápida capacidad de respuesta y fácil integración con renovables. Sus desventajas se centran en que algunas de ellas requieren refrigeración o unidades especiales de almacenamiento; cuentan con complejos convertidores de potencia y tienen un costo inicial alto. [1]

1.3.3 Capacitores avanzados

Los capacitores operan acumulando energía en el campo eléctrico que se produce en medio de dos capas paralelas separadas por un material dieléctrico. Aumentando el tamaño del capacitor o aumentando el voltaje aplicado entre las capas puede ser utilizado para aumentar la energía almacenada. Sin embargo, al igual que las baterías, para las aplicaciones en sistemas eléctricos es más importante la eficiencia, la vida útil y capacidad de carga/descarga. Los capacitores han sido ampliamente usados como componente fundamental para compensación en sistemas eléctricos, sin embargo, recientemente se ha desarrollado una nueva clase de capacitores como elementos almacenadores de energía, ultra-capacitores, con muchas más ventajas sobre sus predecesores. Los ultra-capacitores han presentado su ventaja al ser empleados para compensar la variabilidad de la potencia de salida de plantas solares y eólicas, inyectando potencia eléctrica durante periodos cortos de tiempo (alta energía, pero a baja potencia). [1]

1.3.4 Volantes de inercia (FES)

Los "*Flywheels*" son quizás, después de las baterías, una de las tecnologías más investigadas e implementadas para compensar las fluctuaciones de potencia a baja escala. Su principio de funcionamiento es muy similar al de carga y descarga de los ultra-capacitores. En este caso, se aprovecha la energía rotacional almacenada de una gran masa rotativa para compensar fluctuaciones de potencia. La energía almacenada depende principalmente del momento de inercia y del cuadrado de la velocidad de rotación del "*flywheel*". [1]

La velocidad de operación está entre los 10,000 rpm y los 100,000 rpm. Las pérdidas rotacionales limitan la capacidad de almacenar la energía durante periodos largos de tiempo. Sus principales ventajas son que puede almacenar altas cantidades de energía, tiene larga vida útil, es fácil de recargar, relativamente de bajo costo (ya que no requiera mucha electrónica de potencia para garantizar su operación) y bajo mantenimiento. Las desventajas se centran en que tiene baja densidad de energía, altas pérdidas rotacionales y es peligroso si algo falla. Los rangos de potencia van desde 1 kW hasta varios MW con periodos de operación de 2 a 30 segundos. [1]

1.3.5 Aire comprimido (CAES)

Es un método que utiliza energía de bajo costo o energía disponible durante las horas de poca demanda (*“low-cost and off-peak energy”*) para comprimir aire en grandes cavernas subterráneas. El aire extraído de las cavernas es calentado usando gas natural en una cámara de combustión. Este aire es empleado para accionar un generador. [1]

Hoy en día las instalaciones más comunes de CAES van desde los 50 MW hasta los 300 MW con una eficiencia entre el 70% y 80%, y un periodo de respaldo de entre 1 y 3 horas, durante periodos de alta demanda. Su principal desventaja es que se deben construir o donde las condiciones geológicas del terreno lo permitan. [1]

1.4 Propiedades térmicas del CO₂

Según la teoría, la temperatura crítica para el CO₂ son aproximadamente 31°C, mientras que la presión crítica, también aproximada, son 73 bar. Los sistemas de CO₂ operan de diferente forma según lo hagan por encima o por debajo del punto crítico (punto en el que las densidades del líquido y del vapor son iguales). [3]

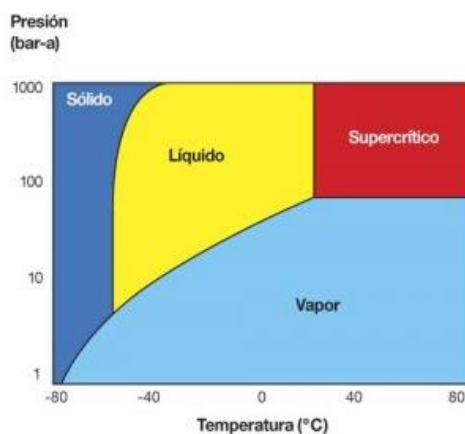


Ilustración 2: Diagrama de fases del CO₂. [3]

Como se muestra en la **ilustración 3**, en un sistema de refrigeración subcrítico, la temperatura del CO₂ en la etapa isotérmica, tras la compresión del fluido, está por debajo de la temperatura crítica; mientras que en un sistema transcrito la temperatura del CO₂ a la salida del enfriador del gas, está por encima de los 31°C, por lo que se enfría, pero no condensa. [3]

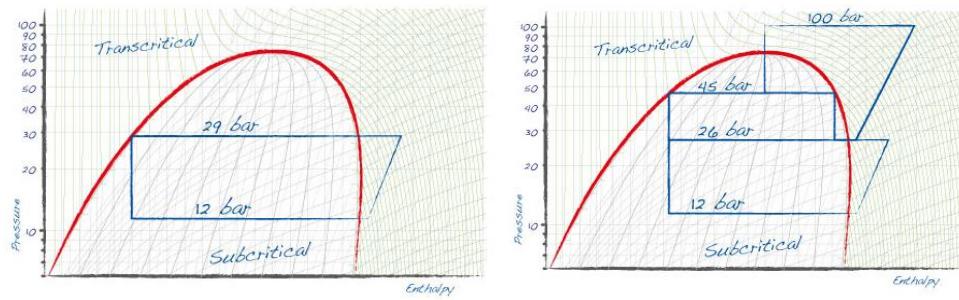


Ilustración 3: Ciclo de refrigeración subcrítico de CO₂ (izquierda) y ambos ciclos de refrigeración; subcrítico y transcritical (derecha). [3]

Los sistemas de refrigeración transcriticals, al igual que los sistemas subcriticals, evaporan el CO₂ debajo de su punto crítico. Sin embargo, en estos sistemas, la descarga de presión del compresor es muy alta (superior a 73,7 bares) y por encima del punto crítico, donde el CO₂ existe sin una distinción clara entre el estado líquido y gaseoso. Esto da como resultado la “transformación” del CO₂ en una especie de vapor, más denso que en el estado gaseoso. [3]

2. Sistema básico: almacenamiento termoeléctrico de energía con ciclos de CO₂ transcríticos

2.1 Principio de funcionamiento

El almacenamiento electro-térmico de energía, es un tipo de tecnología de almacenamiento de electricidad a gran escala. Se basa en una bomba de calor y tecnologías de motores térmicos que utilizan ciclos transcríticos de CO₂, para el almacenamiento de calor mediante agua caliente, y generación de hielo.

El principio de funcionamiento del sistema de almacenamiento de energía electrotérmica es el siguiente: durante los períodos de exceso de generación de electricidad (la energía renovable disponible es mayor que la demanda existente), un motor eléctrico acciona al compresor de un sistema de bomba de calor, transfiriendo energía eléctrica que se transforma en energía térmica a alta y a baja temperatura, en el condensador y evaporador respectivamente, que se almacena durante un período de tiempo. Durante los períodos de exceso de demanda de electricidad en la red, un motor térmico se acciona a partir de un fluido orgánico que recibe el calor almacenado a alta temperatura para generar energía eléctrica en una turbina, donde el fluido expandido se enfría a partir de la fuente de calor a baja temperatura previamente almacenada.

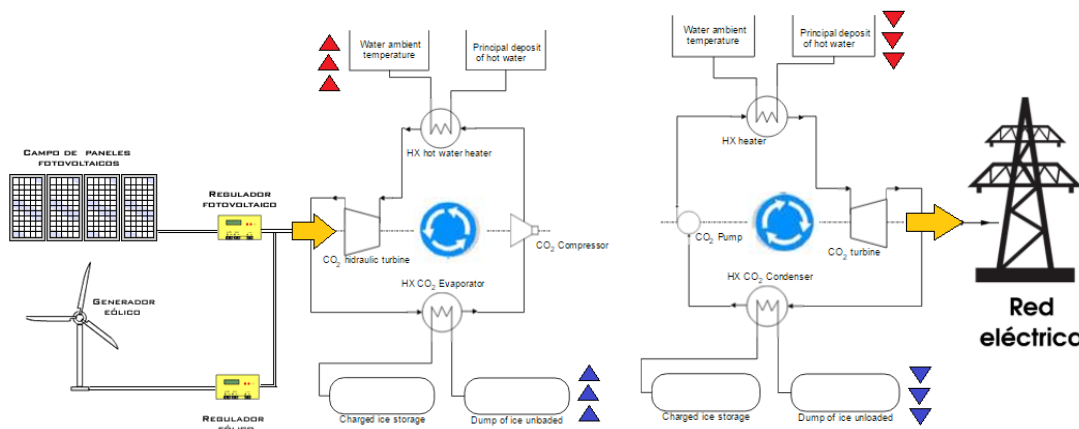


Ilustración 4: BS. Ciclos de carga (izquierda) y descarga (derecha)

En cuanto al fluido, el CO₂ se caracteriza por tener una temperatura crítica muy baja, lo que permite la aplicación del ciclo transcrítico a temperaturas que se ajustan bien con el agua como fluido de almacenamiento. Además, el CO₂ tiene excelentes propiedades térmicas, ofrece una muy alta densidad de potencia, tiene excelentes propiedades medioambientales, y no es inflamable ni tóxico (sin embargo, es un gas asfixiante). En la **tabla 1** se comparan algunas propiedades del CO₂ y otros fluidos. [4]

Qualitative comparison of CO₂ with other common working fluids.

Refrigerant	R12	R22	R134a	R290	NH ₃	CO ₂
Natural fluid	No	No	No	Yes	Yes	Yes
ODP	0.820	0.055	0	0	0	0
GWP (100yr) IPCC values	8100	1500	1300	20	<1	1
Critical temperature (°C)	112.0	96.2	101.2	96.7	132.3	31.1
Critical pressure (MPa)	4.14	4.99	4.06	4.25	11.27	7.38
Flammable	No	No	No	Yes	Yes	No
Toxic	No	No	No	No	Yes	No
Relative price	n/a	1.0	4.0	0.3	0.2	0.1
Volumetric capacity	1.0	1.6	1.0	1.4	1.6	8.4

Tabla 1: Tabla comparativa del CO₂ y otros fluidos. [4]

2.2 Integración de los ciclos de carga y descarga

Hay que tener en cuenta la naturaleza de los intercambios de calor, y conseguir una buena integración en la evolución del perfil de temperaturas. Con el fin de transferir el calor desde el fluido de trabajo hacia el medio de almacenamiento durante la carga, la temperatura del fluido de trabajo debe estar por encima de la temperatura de almacenamiento durante todo el proceso de transferencia de calor (en el caso de la carga del depósito de agua caliente).

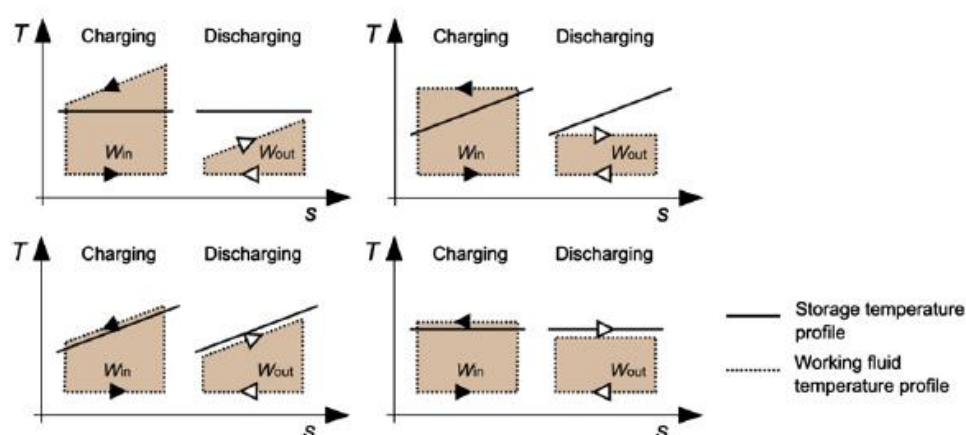


Ilustración 5: Buena (abajo) y mala (arriba) integración entre el ciclo y los focos [4]

Dos ejemplos de una buena integración entre ciclo y el fluido de almacenamiento se dan en la parte inferior de la **ilustración 5**, para el almacenamiento de calor sensible (izquierda) y de calor latente (derecha). Mientras que una mala integración se representa en la parte superior, para calor sensible y latente. Una mala integración puede provocar una caída en el rendimiento de carga y descarga.

2.3 Almacenamiento

El almacenamiento caliente y el frío están separados de las máquinas térmicas formando ciclos termodinámicos mediante intercambiadores de calor que transfieren energía en forma de calor/frío desde los ciclos termodinámicos a los subsistemas de almacenamiento y viceversa, como se representa en la **ilustración 6**.

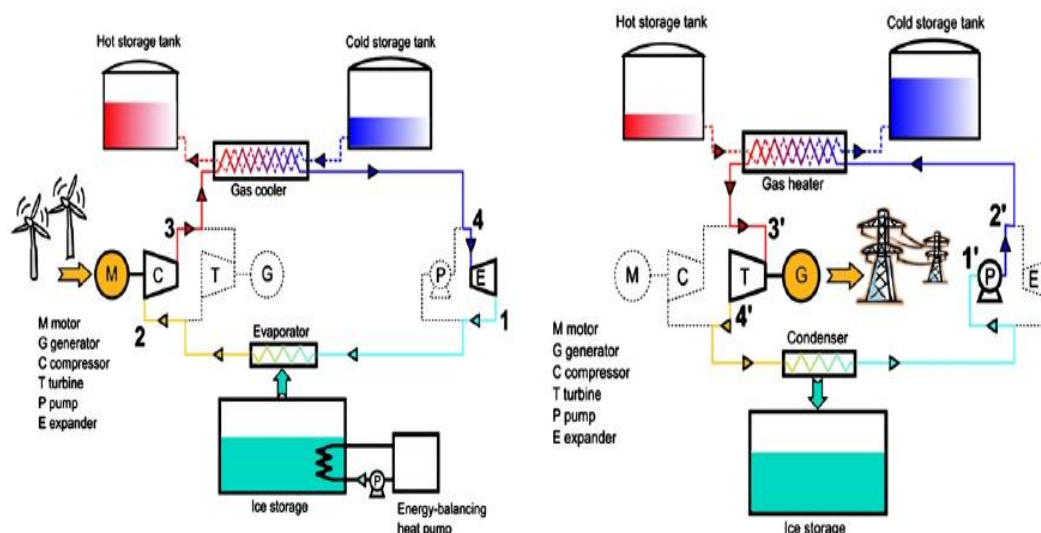


Ilustración 6: BS. Configuración de la planta durante el ciclo de carga (izquierda) y descarga (derecha) [4]

Entre los materiales líquidos de almacenamiento, el agua es un medio muy ventajoso debido a su alta capacidad calorífica, sus propiedades térmicas, su excelente coste y disponibilidad, así como propiedades de seguridad. Para operar un ciclo transcrito entre las temperaturas que se ajustan con el agua como medio de almacenamiento, el CO₂ aparece como la opción ideal para el fluido de trabajo. En la **tabla 2** se comparan algunas propiedades del agua y otros medios de almacenamiento. [4]

Comparison of water with other storage media (data for 1 MWh heat storage) for 100 °C temperature difference for sensible heat storage materials.

Material	Water	Sand (or rock)	Thermal oil	Erythritol (PCM)
Heat capacity, J/(kg·K)	4181	830	1670	—
Latent heat, J/kg	—	—	—	339,800
Density, kg/m ³	1000	1680	900	1480
Spec. cost, USD/kg	0.0005	0.03	1	5
Amount needed, kg	8610	43,300	21,550	10,600
Volume needed, m ³	8.6	25.8	24	7.1
Cost, USD	4.6	1300	21,550	53,000

Tabla 2: Comparativa del agua y otros medios de almacenamiento. [4]

En la **figura 7** se representa un diagrama P-T del agua. A una presión de 100 bares, el agua puede alcanzar una temperatura de unos 300°C sin cambiar de estado, algo a tener en cuenta para conseguir una buena integración en la carga y descarga del depósito de agua caliente. Si se impone como condición que el agua no cambie de estado, se establece una relación entre la presión del agua caliente y las presiones de alta en del CO₂ en ambos ciclos (la temperatura máxima alcanzable sin que se produzca un cambio de estado puede ser aún mayor al aumentar la presión del agua).

Por el contrario, la temperatura de solidificación o fusión permanece invariable hasta alcanzar los 100 bares (disminuyendo unos 50°C a 1100 bares para luego aumentar progresivamente). En esta parte del sistema no se producirá una buena integración entre el CO₂, que cambia de estado (calor latente), y el hielo, que sólo almacena calor sensible.

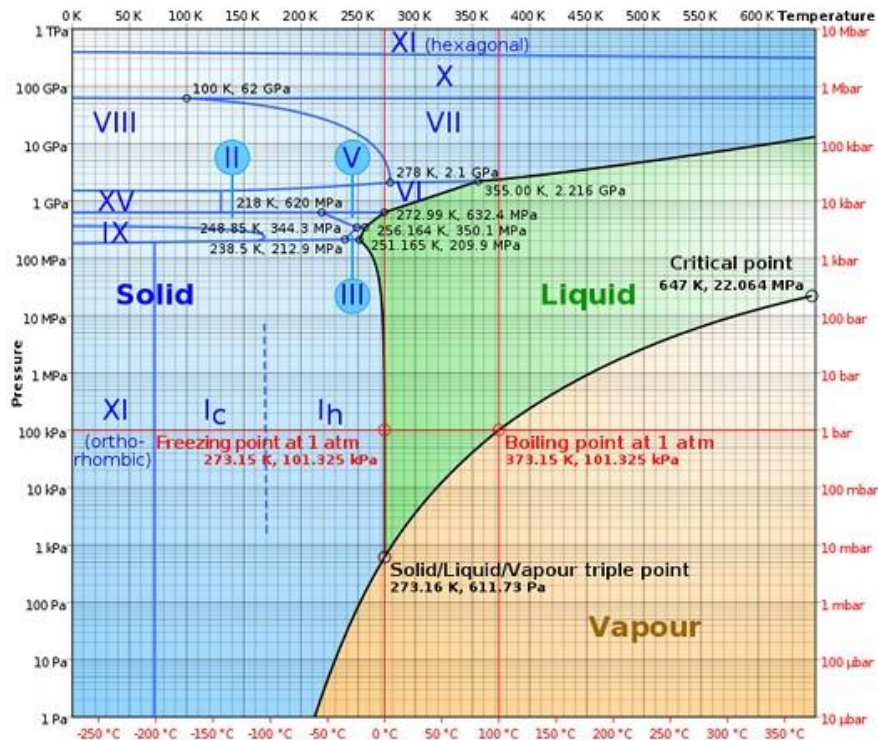


Ilustración 7: Diagrama P-T con los estados del agua. [7]

2.4 Modelado

2.4.1 Parámetros que definen el sistema

2.4.1.1 Constantes que caracterizan los ciclos

En cada ciclo, el CO₂ pasa por dos máquinas, una hidráulica y otra térmica:

- El ciclo de carga comienza en la entrada del compresor, donde el fluido se comprime para alcanzar la temperatura más alta del sistema. Tras ceder calor, el fluido se expande en una turbina hidráulica, en cuya salida alcanza la temperatura más baja.
- El ciclo de descarga comienza cuando se bombea el fluido de trabajo. Tras el calentamiento, se expande en una turbina.

En la **tabla 3** se recogen los valores asociados al rendimiento de los equipos considerados, que determinan las líneas de expansión y compresión.

Tabla 3: BS. Rendimiento de los equipos. [7]

Descripción		
Rendimiento del compresor	$\eta_{\text{compresor}}$	0,86
Rendimiento de la turbina hidráulica	$\eta_{\text{hidraulica}}$	0,85
Rendimiento de la bomba	η_{bomba}	0,85
Rendimiento de la turbina	η_{turbina}	0,88

El ciclo de carga comienza y finaliza en la entrada del compresor, donde el CO₂ es vapor saturado. El ciclo de descarga empieza y termina en la entrada de la bomba, donde el CO₂ es líquido saturado. El valor del título del CO₂ que define cada ciclo se recoge en la **tabla 4**.

Tabla 4: BS. Título del CO₂ en el punto inicial de los ciclos.

Descripción		Título
Título del CO ₂ en la entrada del compresor	X _{CO2,in,compresor}	1
Título del CO ₂ en la entrada de la bomba	X _{CO2,in,bomba}	0

2.4.1.2 Variables que definen los ciclos

Con el título del CO₂ definiendo el punto de inicio de los ciclos de carga y descarga, y el rendimiento de los equipos caracterizando las líneas de compresión y expansión del fluido, el estado del agua caliente y del hielo establecen la temperatura de entrada en ambas turbinas:

- La temperatura baja del agua caliente será de 15°C, que podría ser la temperatura que tendría el agua en el ambiente, y una presión de 100 bares, para mantener el agua en estado líquido al calentarla por encima de los 100°C (a una presión de 100 bares el fluido entra en la campana de saturación a unos 300°C).
- La temperatura alta del hielo es de -5°C, temperatura cercana a la de líquido saturado. La presión del hielo no es muy relevante, pues no tiene casi efecto en la temperatura de fusión hasta alcanzar muy altas presiones. Para realizar los cálculos se tomará una presión de 100 bares, igual a la del depósito de agua caliente.

Estos datos se recogen en la **tabla 5**.

Tabla 5: BS. Estado inicial de los depósitos. [7]

Descripción		
Presión del agua	P _{H2O}	100 Bares
Temperatura inicial del agua	T _{H2O,baja}	15 °C
Presión del hielo	P _{hielo}	100 Bares
Temperatura inicial del hielo	T _{H2O,alta}	-5 °C

Por último, como parámetros más influyentes tenemos los valores de presión. Cada ciclo consta de dos procesos isóbaros, uno de calentamiento y otro de enfriamiento del CO₂, de manera que quedan definidos mediante cuatro presiones, dos de alta y dos de baja.

En la parte A del diseño conceptual de un sistema de almacenamiento de energía termo-eléctrica basado en la integración térmica de ciclos termodinámicos, de Morandin, Maréchal, Merchangoz y Buchter [4], se realiza una primera optimización de un sistema de almacenamiento de energía electrotérmica con dos ciclos transcríticos de CO₂, con el que se obtiene una eficiencia máxima del 60%. Estos valores de presión, sirven de partida en un análisis paramétrico [7], en el que se estudia la evolución de rendimiento, calor y trabajo, diferencias de temperatura, incompatibilidades en los intercambios de calor, etc, tras el que se llega a los valores de presión que se muestran en la **tabla 6**.

Tabla 6: BS. Valores de presión que caracterizan los ciclos [7].

Descripción		Bares
Presión de alta del CO ₂ en la carga	P _{CO2,alta,carga}	200
Presión de baja del CO ₂ en la carga	P _{CO2,baja,carga}	35
Presión de alta del CO ₂ en la descarga	P _{CO2,alta,des}	190
Presión de baja del CO ₂ en la descarga	P _{CO2,baja,des}	20

2.4.2 Simulación del sistema (EES)

2.4.2.1 Descripción del código

Se definen cuatro procedimientos [*“Procedure ‘nombre_procedimiento’ (‘variables_entrada’ : ‘variables_salida’)”*], de manera que cada uno define un proceso diferente:

- Compresión: *“Procedure comp (m;P_baja;P_alta;x_in;T_in;eta;n;orden;carga : T_out;x_out;W)”*
- Expansión: *“Procedure expan (m;P_baja;P_alta;x_in;T_in;eta;n;orden;carga : T_out;x_out;W)”*
- Intercambio de calor CO₂-Agua: *“Procedure hx_hot (P_2;T_2_in;P_1;T_1_in;x_1_in;m_1;DT;n;n_hx;orden;carga : m_2;T_2_out;T_1_out;x_1_out;Q_hx)”*
- Intercambio de calor CO₂-Hielo: *“Procedure hx_cold (P_2;T_2_in;P_1;T_1_in;x_1_in;x_1_out;m_1;DT;n;n_hx;orden;carga : m_2;T_2_out;T_1_out;Q_hx)”*

Código 1: BS. Procedimientos de simulación de procesos; Compresión / Expansión / Intercambio CO₂-Agua / Intercambio CO₂-Hielo.

Cada uno de los procedimientos definidos es llamado por el programa una vez por ciclo, de forma consecutiva, relacionándose entre sí. La variable de entrada “orden” indica en qué lugar se desarrolla el proceso en cuestión y “carga” indica si el proceso se encuentra en el ciclo de carga o de descarga. La **tabla 7** contiene una breve descripción del papel que desarrolla cada parámetro dependiendo del proceso, indicando variables de entrada (azul) y variables de salida (amarillo).

Tabla 7: BS. Descripción de las variables de entrada/salida en los procedimientos.

Descripción	‘comp’/‘expan’	‘hx_hot’	‘hx_cold’
Gasto másico de CO ₂	m	m_1	m_1
Gasto másico de agua/hielo	--	m_2	m_2
Presión CO ₂ alta	P_alta	P_1	--
Presión CO ₂ baja	P_baja	--	P_1
Presión del agua/hielo	--	P_2	P_2
Título del CO ₂ que define las condiciones de entrada	x_in	x_1_in	x_1_in
Temp. del CO ₂ que define las cond. de entrada	T_in	T_1_in	T_1_in
Temp. del agua/hielo que define las cond. de entrada	--	T_2_in	T_2_in
Título del CO ₂ que define las cond. de salida	x_out	x_1_out	x_1_out
Temp. del CO ₂ que define las cond. de salida	T_out	T_1_out	T_1_out
Temp. del agua/hielo que define las cond. de salida	--	T_2_out	T_2_out
Potencia mecánica de la expansión/compresión	W	--	--
Potencia calorífica del intercambio de calor	--	Q_hx	Q_hx
Rendimiento de la máquina	eta	--	--
Num. de iteraciones en el cálculo de propiedades	n	n	n
Num. de iteraciones en el intercambio de calor	--	n_hx	n_hx
Variable binaria (0-1) que identifica si carga o descarga	carga	carga	carga
Puesto en la secuencia en que se desarrolla el ciclo	orden	orden	orden

El programa va depositando los datos en diferentes “lookup tables” para representarlos en diferentes diagramas, “n” y “n_hx” determinan el número de puntos en los que se divide el proceso:

- “CARGA_CO2” y “DES_CO2”: Recoge los diferentes valores de las propiedades del CO₂ (presión [P], temperatura [T], entalpía [h], entropía [s] y título [x]) en los ciclos de carga y descarga, respectivamente, como se muestra en las **ilustraciones 8 y 9**.

	P	T	h	s	x
Row 1	20	-19,5	-69,93	-0,7929	1
Row 2	29	7,162	-52,81	-0,7843	100
Row 3	38	27,99	-39,49	-0,7787	100
Row 4	47	45,2	-28,46	-0,7745	100
Row 5	56	59,95	-18,98	-0,7713	100
Row 6	65	72,88	-10,62	-0,7687	100
Row 7	74	84,42	-3,114	-0,7665	100
Row 8	83	94,85	3,723	-0,7646	100
Row 9	92	104,4	10,02	-0,763	100
Row 10	101	113,1	15,87	-0,7615	100
Row 11	110	121,3	21,35	-0,7601	100
Row 12	119	128,9	26,51	-0,7589	100
Row 13	128	136	31,4	-0,7578	100
Row 14	137	142,6	36,05	-0,7568	100
Row 15	146	149	40,49	-0,7558	100
Row 16	155	154,9	44,75	-0,7549	100
Row 17	164	160,6	48,84	-0,7541	100
Row 18	173	166	52,78	-0,7533	100
Row 19	182	171,2	56,59	-0,7525	100
Row 20	191	176,1	60,27	-0,7518	100
Row 21	200	180,9	63,85	-0,7511	100

	P	T	h	s	x
Row 1	35	0,1618	-306,4	-1,738	-100
Row 2	42,75	0,8826	-305,4	-1,737	-100
Row 3	50,5	1,589	-304,4	-1,736	-100
Row 4	58,25	2,285	-303,4	-1,736	-100
Row 5	66	2,97	-302,5	-1,735	-100
Row 6	73,75	3,646	-301,5	-1,735	-100
Row 7	81,5	4,314	-300,5	-1,734	100
Row 8	89,25	4,972	-299,5	-1,734	100
Row 9	97	5,623	-298,6	-1,733	100
Row 10	104,8	6,266	-297,6	-1,733	100
Row 11	112,5	6,901	-296,7	-1,732	100
Row 12	120,3	7,53	-295,7	-1,732	100
Row 13	128	8,152	-294,7	-1,731	100
Row 14	135,8	8,768	-293,8	-1,731	100
Row 15	143,5	9,377	-292,8	-1,73	100
Row 16	151,3	9,98	-291,9	-1,73	100
Row 17	159	10,58	-290,9	-1,729	100
Row 18	166,8	11,17	-290	-1,729	100
Row 19	174,5	11,76	-289	-1,728	100
Row 20	182,3	12,34	-288,1	-1,728	100
Row 21	190	12,91	-287,2	-1,727	100

Ilustración 8: BS. Datos almacenados en la simulación del primer proceso en carga (compresión) y descarga (compresión).

Row 61	20	-19,5	-269,9	-1,581	0,2893
Row 62	20	-19,5	-259,9	-1,542	0,3248
Row 63	20	-19,5	-249,9	-1,502	0,3603
Row 64	20	-19,5	-239,9	-1,463	0,3959
Row 65	20	-19,5	-229,9	-1,424	0,4314
Row 66	20	-19,5	-219,9	-1,384	0,467
Row 67	20	-19,5	-209,9	-1,345	0,5025
Row 68	20	-19,5	-199,9	-1,305	0,538
Row 69	20	-19,5	-189,9	-1,266	0,5736
Row 70	20	-19,5	-179,9	-1,226	0,6091
Row 71	20	-19,5	-169,9	-1,187	0,6446
Row 72	20	-19,5	-159,9	-1,148	0,6802
Row 73	20	-19,5	-149,9	-1,108	0,7157
Row 74	20	-19,5	-139,9	-1,069	0,7512
Row 75	20	-19,5	-129,9	-1,029	0,7868
Row 76	20	-19,5	-119,9	-0,99	0,8223
Row 77	20	-19,5	-109,9	-0,9506	0,8579
Row 78	20	-19,5	-99,92	-0,9112	0,8934
Row 79	20	-19,5	-89,92	-0,8717	0,9289
Row 80	20	-19,5	-79,92	-0,8323	0,9645
Row 81	20	-19,5	-69,93	-0,7929	1

Row 61	35	24,01	-40,39	-0,7694	100
Row 62	35	14,12	-53,69	-0,815	100
Row 63	35	5,325	-66,99	-0,862	100
Row 64	35	0,1618	-80,29	-0,9104	0,9813
Row 65	35	0,1618	-93,59	-0,959	0,9236
Row 66	35	0,1618	-106,9	-1,008	0,8658
Row 67	35	0,1618	-120,2	-1,056	0,8081
Row 68	35	0,1618	-133,5	-1,105	0,7504
Row 69	35	0,1618	-146,8	-1,154	0,6927
Row 70	35	0,1618	-160,1	-1,202	0,635
Row 71	35	0,1618	-173,4	-1,251	0,5772
Row 72	35	0,1618	-186,7	-1,3	0,5195
Row 73	35	0,1618	-200	-1,348	0,4618
Row 74	35	0,1618	-213,3	-1,397	0,4041
Row 75	35	0,1618	-226,6	-1,446	0,3463
Row 76	35	0,1618	-239,9	-1,494	0,2886
Row 77	35	0,1618	-253,2	-1,543	0,2309
Row 78	35	0,1618	-266,5	-1,592	0,1732
Row 79	35	0,1618	-279,8	-1,64	0,1154
Row 80	35	0,1618	-293,1	-1,689	0,05772
Row 81	35	0,1618	-306,4	-1,738	0

Ilustración 9: BS. Datos almacenados en la simulación del cuarto y último proceso en carga (evaporación) y descarga (condensación).

- “HX_h2o” y “HX_hielo”: Recoge las características de los intercambios de calor, almacenando la evolución de las temperaturas del CO₂ y agua, y las del CO₂ y el hielo en los ciclos de carga y descarga, respectivamente. Además, las tablas incorporan una columna con la diferencia de temperatura en cada intercambio, como se representa en las **ilustraciones 10 y 11**.

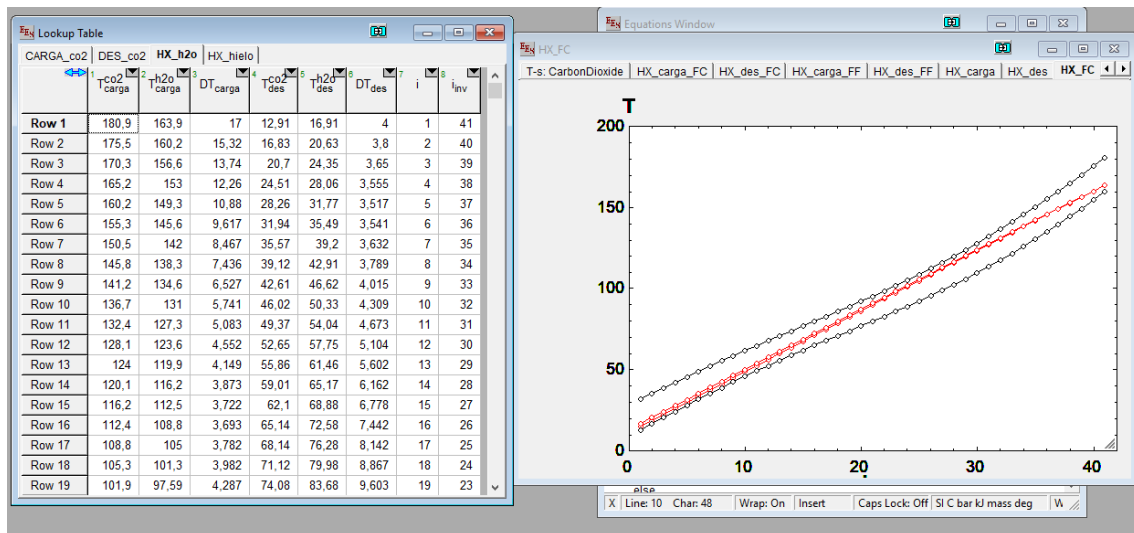


Ilustración 10: BS. Datos almacenados en la simulación de los intercambios con el agua caliente.

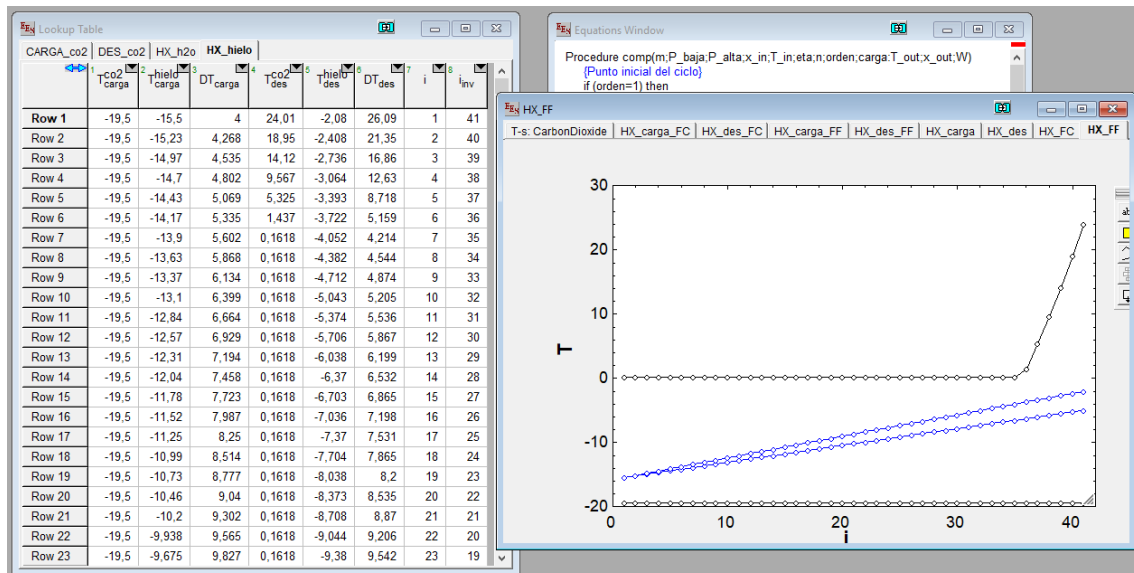


Ilustración 11: BS. Datos almacenados en la simulación de los intercambios con el hielo.

2.4.2.2 Esquema de las relaciones en la simulación

En la **ilustración 12** se representa un esquema con la relación entre los distintos procesos del sistema. En color verde se representan las variables definidas inicialmente, en azul y morado los procesos de compresión y expansión, respectivamente. Los intercambios de calor se representan en color rojo (CO₂-Agua) y gris (CO₂-Hielo).

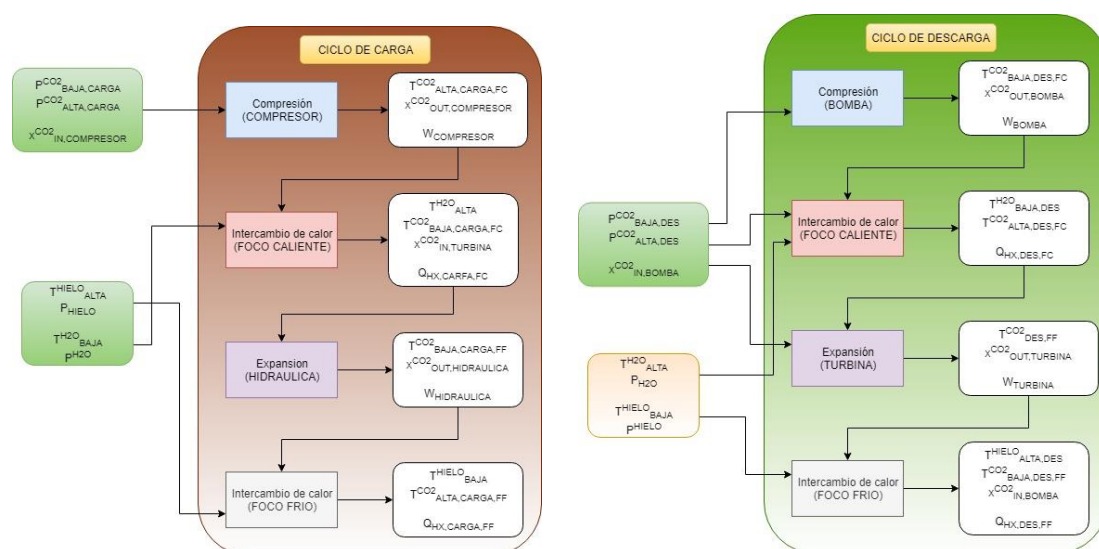


Ilustración 12: BS. Esquema de la simulación del ciclo de CO₂ transcrito.

El proceso de compresión se realiza en primer lugar, recibiendo el valor de las variables definidas previamente. La salida del proceso de compresión define la entrada del intercambio de calor con el agua caliente (denominado foco caliente, aunque en el ciclo de carga tiene el papel de foco frío). Las variables de salida del primer intercambio son las de entrada del proceso de expansión, y la salida de éste se corresponde con la entrada del intercambio de calor con el hielo (denominado foco frío, aunque en el ciclo de carga actúa de foco caliente).

En los intercambios de calor hay algunos factores a tener en cuenta:

- La temperatura y título del CO₂ tienen que ser los mismos que al iniciar el ciclo en ambos casos (ciclo cerrado). Si esto no ocurre es síntoma de que la simulación está fallando.
- La temperatura del agua caliente y de hielo tras el ciclo de descarga se establece como una variable abierta en la simulación, aunque debe ser un valor similar a la establecida inicialmente.
- El gasto másico, tanto de agua caliente como de hielo, en ambos ciclos, se calculan buscando la máxima eficiencia, aproximando tanto como sea posible las líneas de evolución en la temperatura en los intercambios de calor. Como consecuencia se tiene un gasto másico desigual entre la carga y la descarga, tanto en el agua caliente como en el hielo, lo que provocará desequilibrios en la descarga de los depósitos.
- Este desequilibrio puede acentuarse o atenuarse con la relación existente entre el calor almacenado/extraído por ciclo, en la carga y en la descarga, en cada depósito, pues tampoco es exactamente el mismo (sobre todo en el depósito de hielo).

2.4.2.3 Simulación del sistema

La diferencia en las características de los intercambios de calor de la carga y la descarga se puede ver en la **ilustración 13**, donde se han representado los valores de temperatura almacenados en las *lookup tables* “HX_h2o” y “HX_hielo”. A la izquierda se muestra la carga y descarga del depósito de agua caliente. En negro se representa la evolución del CO₂, tanto en la carga (línea superior) como en la descarga (línea inferior). A la derecha se muestra la carga y descarga del depósito de hielo. Al igual que en la izquierda, el CO₂ se representa en color negro, en la carga (línea inferior) y en la descarga (línea superior).

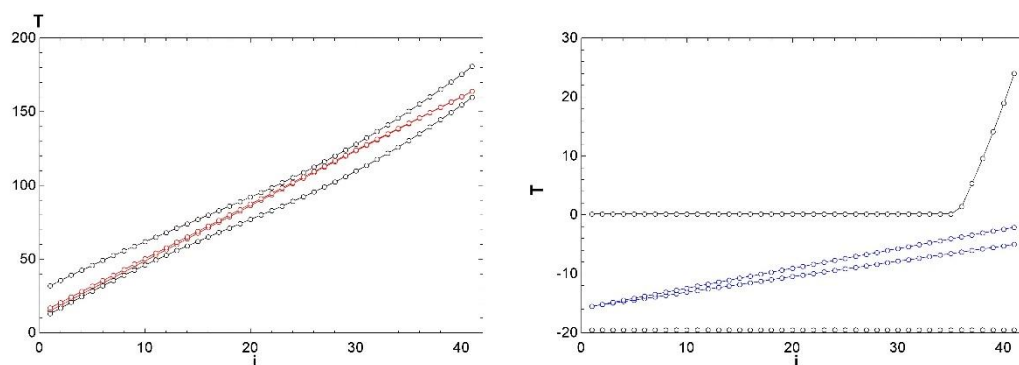


Ilustración 13: BS. Intercambios de calor CO₂-agua (izquierda) y CO₂-hielo (derecha)

En el intercambio de calor con el depósito de agua, aunque se produce una buena integración entre el almacenamiento y el ciclo, las líneas de temperatura evolucionan de manera ligeramente distinta por las características del CO₂ en el intercambio (transcrítico).

En la carga, el *pinch point* se sitúa en un punto cercano a la mitad en el intercambio de calor, que se traduce en una pérdida de eficiencia en el intercambio (menor temperatura alcanzable en la entrada a la turbina). En la descarga, por el contrario, el *pinch point* se sitúa en uno de los dos extremos, y en el otro, tiene un valor similar al mínimo.

En la **tabla 8** se recogen los valores de los parámetros que intervienen en los intercambios de calor entre el CO₂ y el agua. Para carga y descarga se considera un gasto másico unitario de CO₂ y se obtiene un valor para el gasto másico de agua por cada kg/s de CO₂.

Tabla 8: BS. Parámetros que caracterizan los intercambios de calor con el agua caliente.

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Gasto másico del CO ₂ en la carga	mCO ₂ ,carga	1	kg/s
Gasto másico de agua en la carga	mH ₂ O,carga	0,4978	kg/s
Gasto másico de CO ₂ en la descarga	mCO ₂ ,des	1	kg/s
Gasto másico de agua en la descarga	mH ₂ O,des	0,524	kg/s
Temperatura alta del CO ₂ en la carga	T _{CO₂,alta,carga,FC}	180,9	°C
Temperatura baja del CO ₂ en la carga	T _{CO₂,baja,carga,FC}	32	°C
Temperatura baja del CO ₂ en la descarga	T _{CO₂,baja,des,FC}	12,91	°C
Temperatura alta del CO ₂ en la descarga	T _{CO₂,alta,des,FC}	159,9	°C
Temperatura baja del agua caliente (inicial)	T _{H₂O,baja}	15	°C
Temperatura alta del agua caliente	T _{H₂O,alta}	163,9	°C
Temperatura baja del agua caliente (final)	T _{H₂O,baja,des}	16,91	°C
Diferencia de temperatura mínima en la carga	DT _{min,carga,FC}	3,693	°C
Diferencia de temperatura mínima en la descarga	DT _{min,des,FC}	3,517	°C

En el intercambio de calor entre el CO₂ y el hielo se produce una mala integración entre el hielo, que se enfría en la carga y se calienta en la descarga, disminuyendo y aumentando su temperatura, respectivamente, y el CO₂, que cambia de estado además de variar la temperatura.

En la carga, el *pinch point* se sitúa en el extremo izquierdo del intercambio, donde el hielo alcanza su temperatura más baja, pues todo el calor que cede el CO₂ es latente.

En la descarga, sin embargo, además del cambio de estado, se produce un enfriamiento del CO₂, lo que sitúa el *pinch point* del intercambio en el punto de vapor saturado.

En la **tabla 9** se recogen los valores de los parámetros que intervienen en los intercambios de calor entre el CO₂ y el hielo.

Tabla 9: BS. Parámetros que definen los intercambios de calor con el hielo.

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Gasto másico del CO ₂ en la carga	mCO ₂ ,carga	1	kg/s
Gasto másico de hielo en la carga	mHielo,carga	9,374	kg/s
Gasto másico de CO ₂ en la descarga	mCO ₂ ,des	1	kg/s
Gasto másico de hielo en la descarga	mHielo,des	9,704	kg/s
Temperatura baja del CO ₂ en la carga	T _{CO2,baja,carga,FF}	-19,5	°C
Temperatura alta del CO ₂ en la carga	T _{CO2,alta,carga,FF}	-19,5	°C
Temperatura alta del CO ₂ en la descarga	T _{CO2,alta,des,FF}	24,01	°C
Temperatura baja del CO ₂ en la descarga	T _{CO2,baja,des,FF}	0,1618	°C
Temperatura alta del hielo (inicial)	T _{Hielo,alta}	-5	°C
Temperatura baja del hielo	T _{Hielo,baja}	-15,5	°C
Temperatura alta del hielo (final)	T _{Hielo,alta,des}	-2,08	°C
Diferencia de temperatura mínima en la carga	DT _{min,carga,FF}	4	°C
Diferencia de temperatura mínima en la descarga	DT _{min,des,FF}	4,214	°C

Las diferentes etapas por las que pasa el CO₂ se representan en la **ilustración 14**, donde se muestra un diagrama T-s formado a partir de los valores almacenados en las *lookup tables* "CARGA_CO2" y "DES_CO2". En primer lugar, se representa el ciclo de carga (marrón), tras el que se obtienen las temperaturas del almacenamiento, que sirven como punto de partida en el ciclo de descarga (verde).

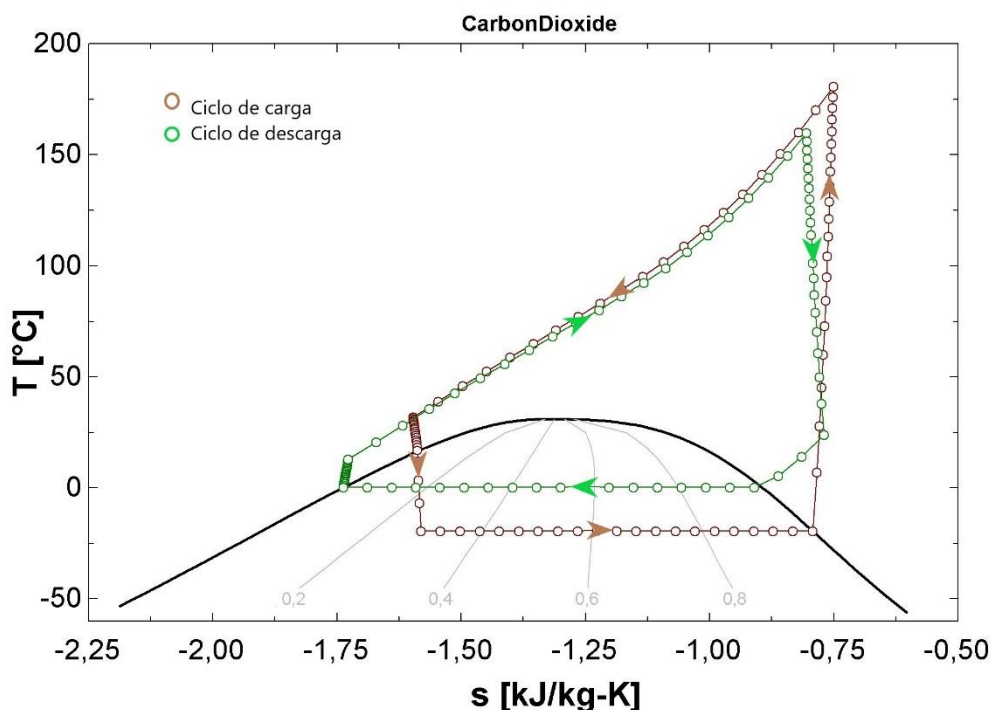


Ilustración 14: BS. Diagrama T-s.

En la zona inferior, se puede observar la mayor distancia entre la línea de temperatura de la evaporación en la carga y la de la condensación en la descarga (mala integración entre el almacenamiento y el ciclo), en comparación con la distancia que hay entre las líneas de temperatura del intercambio con el agua caliente (buena integración entre el almacenamiento y el ciclo).

Con una buena integración entre el almacenamiento y el ciclo en el intercambio con el hielo podrían mejorarse las prestaciones del sistema, pues el área comprendida entre las dos rectas horizontales (necesaria en estas condiciones para el cambio de temperatura del hielo) se corresponde con pérdidas.

2.4.2.4 Resultados

Para determinar el rendimiento de cada ciclo y el global del sistema se definen indicadores (**ecuaciones 1-3**) correspondientes al ciclo de carga, ciclo de descarga y global:

$$\text{COP}_{\text{carga}} = \frac{Q_{\text{hx,carga,FC}} + Q_{\text{hx,carga,FF}}}{W_{\text{compresor}} - W_{\text{hidraulica}}}$$

Ecuación 1: BS. Rendimiento del ciclo de carga.

$$\eta_{\text{descarga}} = \frac{W_{\text{turbina}} - W_{\text{bomba}}}{Q_{\text{hx,des,FC}} + Q_{\text{hx,des,FF}}}$$

Ecuación 2: BS. Rendimiento del ciclo de descarga.

$$\eta_{\text{total}} = \frac{W_{\text{turbina}} - W_{\text{bomba}}}{W_{\text{compresor}} - W_{\text{hidraulica}}}$$

Ecuación 3: BS. Rendimiento global.

En la **tabla 10** se recogen los valores de calor intercambiado entre el CO₂ y los depósitos de agua caliente y hielo, en la carga y en la descarga, el trabajo desarrollado en las máquinas del sistema y el rendimiento de los ciclos de carga y descarga, y el rendimiento global del sistema (considerando un ciclo de carga y otro de descarga).

Tabla 10: BS. Resumen de los resultados de la simulación.

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Calor cedido al agua en la carga	$Q_{\text{hx,carga,FC}}$	311,3	kJ/kg
Calor cedido por el agua en la descarga	$Q_{\text{hx,des,FC}}$	323,5	kJ/kg
Calor cedido por el hielo en la carga	$Q_{\text{hx,carga,FF}}$	199,9	kJ/kg
Calor cedido al hielo en la descarga	$Q_{\text{hx,des,FF}}$	266	kJ/kg
Trabajo compresión en la carga	$W_{\text{compresor}}$	133,8	kJ/kg
Trabajo de expansión en la carga	$W_{\text{hidraulica}}$	22,42	kJ/kg
Trabajo de compresión en la descarga	W_{bomba}	19,21	kJ/kg
Trabajo de expansión en la descarga	W_{turbina}	76,77	kJ/kg
Rendimiento del ciclo de carga	η_{carga}	4,591	
Rendimiento del ciclo de descarga	η_{des}	0,097	
Rendimiento global	η_{global}	0,516	

El calor intercambiado con cada depósito es similar en carga y descarga en el caso del agua caliente. Sin embargo, en el caso del hielo, en el ciclo de descarga el CO₂ cede al hielo un 33% más de calor que el que el hielo cede al CO₂ en la carga. Esto se muestra en la parte izquierda de la **ilustración 15**.

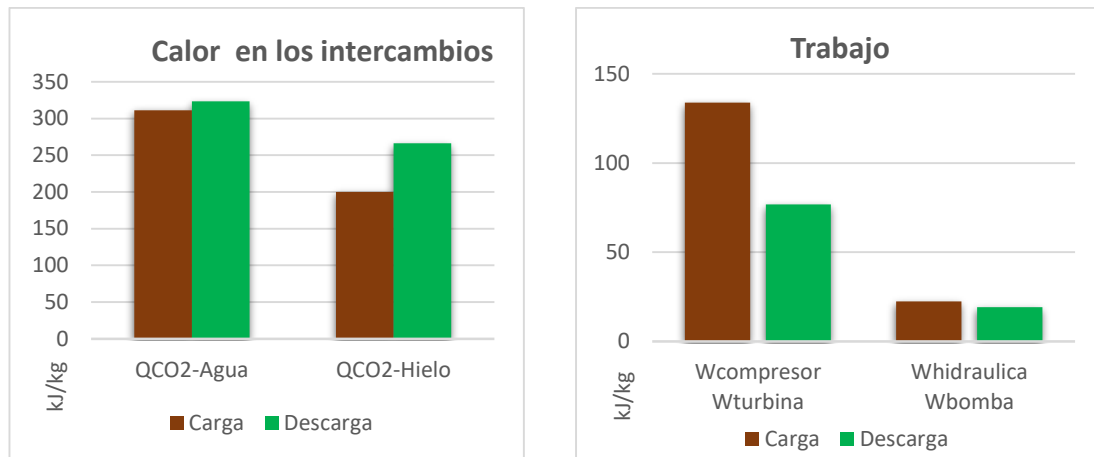


Ilustración 15: BS. Gráficos de trabajo y calor.

En cuanto al trabajo, la diferencia es aún mayor, como se representa en la parte derecha de la **ilustración 15**, pues el compresor en la carga necesita casi un 75% más que la turbina en la descarga (a consecuencia de la distancia notable entre las líneas rectas de temperatura en el intercambio con el hielo).

El rendimiento global del sistema se sitúa en el 51,6%.

2.5 Conclusiones

El sistema básico permite el almacenamiento electro-térmico de energía, presentándose como una alternativa viable para resolver tanto el problema del desfase entre la disponibilidad del recurso renovable y la demanda de energía eléctrica, así como de la naturaleza intermitente de las fuentes de energía renovable; con un rendimiento cercano al 50%.

En el intercambio con el depósito de agua se produce una buena integración en los perfiles de evolución de temperatura entre el CO₂ (transcrítico) y el agua, tanto en carga como en descarga, pero en el intercambio con el depósito de hielo no se produce una buena integración, debido al cambio de fase en el CO₂.

Esto produce limitaciones mayores en el rango de temperatura en las que se puede mover el hielo, aumentando la cantidad de hielo que será necesaria y la distancia entre las presiones de carga y descarga, penalizando en el rendimiento del sistema.

Los desequilibrios en el gasto másico calculado en los intercambios de calor tendrán como resultado que la descarga de los depósitos no concluya de forma simultánea, si no que existirá un depósito limitante.

Las diferencias en la relación de la potencia térmica del intercambio de calor en la carga y en la descarga entre el agua y el hielo pueden acentuar el desequilibrio en la carga y descarga de los depósitos.

3. Sistema de almacenamiento geotérmico

3.1 Introducción al almacenamiento de energía en formaciones geológicas

3.1.1 Objetivo de la técnica

La técnica comienza con la reutilización del CO₂ capturado en grandes fuentes estacionarias como fluido de trabajo para el almacenamiento de la energía de fuentes renovables en formaciones geológicas.

La energía se almacena y se recupera mientras se promueve la captura de CO₂, lo que agrega valor al sistema.

3.1.2 Captura de CO₂

Las actividades humanas, como la quema de combustibles fósiles y otros procesos, aumentan significativamente su concentración en la atmósfera contribuyendo al calentamiento global del planeta. La captura y almacenamiento de CO₂ (CAC) podría limitar las emisiones atmosféricas de carbono derivadas de las actividades humanas. Esta técnica consiste en capturar el CO₂ producido en las centrales eléctricas o plantas industriales, y luego almacenarlo por un largo periodo de tiempo, ya sea en formaciones geológicas del subsuelo, en océanos o en otros materiales. No debe confundirse con el secuestro de carbono, que consiste en eliminar el carbono presente en la atmósfera mediante procesos naturales como el crecimiento de bosques. [6]

Las técnicas para capturar y almacenar el CO₂ producido, podrían contribuir en combinación con otros esfuerzos a combatir el cambio climático y a estabilizar la concentración atmosférica de los gases de efecto invernadero. [6]

El transporte hacia el lugar de almacenamiento puede realizarse mediante gasoductos o mediante barcos parecidos a los que transportan el gas licuado derivado del petróleo (GLP). Los costes dependen de la distancia y de la cantidad de CO₂ transportada. En el caso de los gasoductos, el transporte es más caro cuando pasa por zonas de agua, de fuerte congestión o de montaña. [6]

El CO₂ comprimido puede inyectarse en las formaciones rocosas porosas del subsuelo mediante muchos de los métodos que actualmente se utilizan en las industrias del gas y del petróleo. Los tres grandes tipos de almacenamiento geológico son las reservas agotadas de gas y petróleo, los acuíferos salinos y los lechos de carbón inexplorables. El almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas es la opción más barata y más aceptable desde el punto de vista medioambiental. [6]

3.1.3 Transporte de CO₂

Existen varios modos de realizar el transporte:

- Las corrientes concentradas de CO₂ pueden transportarse de forma segura a través de gasoductos de alta presión. Dichos gasoductos llevan siendo utilizados en EEUU desde el inicio de los años 1970, para la recuperación asistida de petróleo (R.A.P) y actualmente, constituyen el principal método para transportar el CO₂. Experiencias

realizadas en las pasadas décadas han demostrado la escasez de accidentes y de riesgos asociados con gasoductos convenientemente diseñados. [8]

- Disponer del CO₂ en estado supercrítico es la opción más viable demostrada para el transporte del fluido en conducción mediante tuberías deducida de los proyectos EOR (Enhance Oil Recovery), ya que en forma de gas el volumen específico es demasiado elevado. [8]
- El CO₂ también puede transportarse como líquido, en barcos parecidos a los que transportan el Gas Licuado del Petróleo (GLP). Técnicamente, el CO₂ en su forma líquida también puede ser transportado en camiones o vagones cisterna a través de tanques aislados a baja temperatura y a una presión mucho más baja que en los gaseoductos. Ahora bien, esta opción no es rentable para el transporte de grandes cantidades de CO₂. [8]

3.1.4 Comparación con las tecnologías existentes

La técnica es similar al almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES), pero con algunas ventajas añadidas:

- Mejores propiedades del CO₂: El CO₂ es más eficiente que el aire para el almacenamiento mecánico de energía debido a su baja temperatura supercrítica y presión moderada. El ciclo de CO₂ transcrítico también ha demostrado ser más eficiente que muchos ciclos Rankine orgánicos. [5]
- Migración lateral: La migración lateral de CO₂ no es un problema, ya que el CO₂ se mantendrá permanentemente si se selecciona un reservorio geológico adecuado, y permitirá que se aloje más CO₂ de las fuentes estacionarias (la mitigación del cambio climático es un beneficio derivado de la técnica). [5]
- Menores restricciones geológicas: La migración o la captura residual de CO₂ funciona como punto fuerte para la técnica, de manera que los tipos de reservorios geológicos múltiples son adecuados para el almacenamiento de CO₂. En los sistemas CAES se necesitan cavernas de sal como reservorios (suelen mantenerse estructuralmente estables y con bajas tasas de fuga de aire). [5]
- Termosifón de CO₂: disminuye el coste de inyección y producción de CO₂ en los pozos, algo que no ocurre con el aire. El efecto termosifón es un fenómeno que se produce en los fluidos cuando se calientan, cuando dilatan y disminuyen su densidad. Además, si se considera la masa de un fluido, la parte más caliente tiene menos densidad, de modo que asciende (circulación natural). [5]
- El CO₂ es eficiente en la extracción de calor geotérmico, agregando un poco de calor geotérmico (menor) al almacenamiento de energía mecánica. [5]

3.1.5 Beneficios

El almacenamiento de energía en forma mecánica (presión) y térmica (calor) durante la fase de carga (cuando hay un excedente de energía renovable) puede ayudar a resolver el problema de la intermitencia de las fuentes renovables. La presión del CO₂ inyectado y del calor se recupera cuando hay una falta de energía eólica o solar. La eficiencia de la producción de energía renovable aumentará.

Las propiedades del CO₂ permitirán una pequeña ganancia de calor geotérmico durante la fase de carga-descarga, lo que se sumará a la energía que se puede recuperar a través de la expansión del CO₂ en una turbina.

Parte del CO₂ inyectado inevitablemente migrará lateralmente desde los pozos de producción o quedará inmovilizado por atrapamiento residual, permitiendo el suministro continuo de CO₂ desde una fuente estacionaria (captura de CO₂).

Las ganancias económicas provienen del almacenamiento de energía y la captura de CO₂.

3.2 Principio de funcionamiento

3.2.1 Fase de carga

Se produce cuando hay un excedente de energía proveniente de fuentes de energía renovables que se desperdiciaría a menos que la energía se almacene de alguna manera [5]:

- El CO₂ capturado en una fuente estacionaria determinada (una planta de energía de combustibles fósiles, una fábrica de cemento, una refinería, una planta de acero) se transporta a una planta renovable (parque solar o eólico), cercana al foco.
- El excedente de energía de origen renovable se utiliza para comprimir el CO₂ al estado supercrítico, lo que resulta en un aumento de la temperatura.
- El exceso de temperatura se transfiere en un intercambiador de calor a un dispositivo de almacenamiento de calor en la superficie (almacenamiento de energía térmica).
- El CO₂ enfriado se conduce a un pozo de inyección (pozo A) y se inyecta en una formación geológica permeable y tapada verticalmente, al menos a 800 m de profundidad (almacenamiento mecánico de energía). No se requiere una entrada de energía significativa, ya que la etapa de compresión asegura que el CO₂ en el orificio inferior esté por encima de la presión del reservorio.
- Dentro del reservorio, el CO₂ se calentará para equilibrarse con la temperatura del reservorio y su densidad disminuirá, se desarrolla un termosifón.

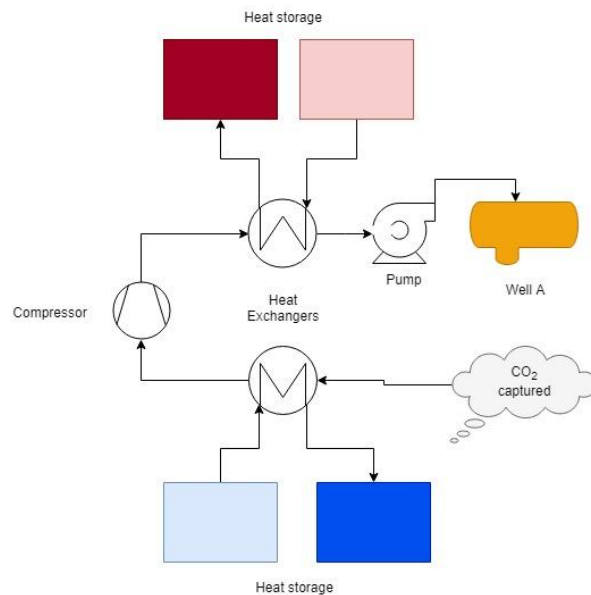


Ilustración 16: Planteamiento inicial de la configuración del sistema durante la carga

3.2.2 Fase de descarga

Tiene lugar durante la demanda de energía máxima, que no puede ser satisfecha por la generación renovable o cuando la fuente renovable no está disponible debido a la intermitencia [5]:

- El pozo A ahora funciona como pozo de producción y se deja ascender el CO₂.
- El CO₂ a alta presión fluye a través de un intercambiador de calor y recibe el calor almacenado en la superficie durante la fase de carga, aumentando la temperatura: se recupera la energía térmica.
- El CO₂ pasa por una etapa de expansión en una turbina conectada a un generador y se produce energía: se recupera la energía mecánica.
- El exceso de calor permanecerá en el CO₂ que pasa por un condensador para alcanzar el estado líquido.
- El CO₂ en estado líquido se conduce al pozo de inyección B, ubicado a una distancia de decenas a cientos de metros del pozo A, y se reinyecta en estado líquido en el mismo reservorio geológico.
- Parte del CO₂ inyectado en el pozo B migra fuera de los pozos B y A, y queda secuestrado permanentemente en la formación geológica, disminuyendo las emisiones totales de las fuentes de CO₂ estacionarias.
- El CO₂ restante migra hacia el pozo A (debido al termosifón inducido por la diferencia de densidad entre el CO₂ frío en el pozo B y el CO₂ caliente en el pozo A), se calienta a lo largo del proceso y se recupera en las fases de descarga posteriores.

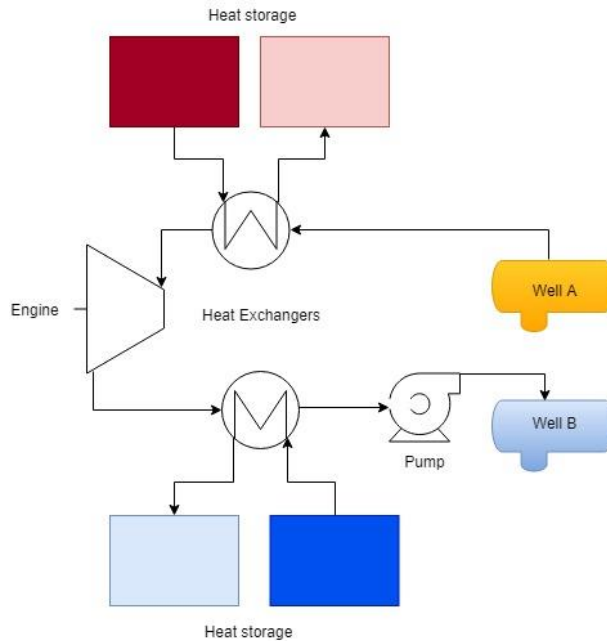


Ilustración 17: Planteamiento inicial de la configuración del sistema durante la descarga.

3.3 Almacenamiento

3.3.1 Almacenamiento térmico

De la misma manera que en el sistema básico (BS), el almacenamiento caliente y el frío están separados de las máquinas térmicas, mediante un intercambiador de calor que transfiere energía desde los ciclos termodinámicos a los subsistemas de almacenamiento y viceversa.

Como fluido de almacenamiento también se usa el agua (agua y hielo), pues las condiciones son iguales (o muy similares).

3.3.2 Almacenamiento mecánico

Para poder caracterizar el almacenamiento mecánico se estudian determinados aspectos, representados en la **ilustración 18**:

- Inyección en el pozo A: La línea discontinua “Injection wells”, casi paralela a la línea gruesa “Hydrostatic pressure”, representa la presión a la que se introduce el CO₂ en el pozo A en función de la profundidad.

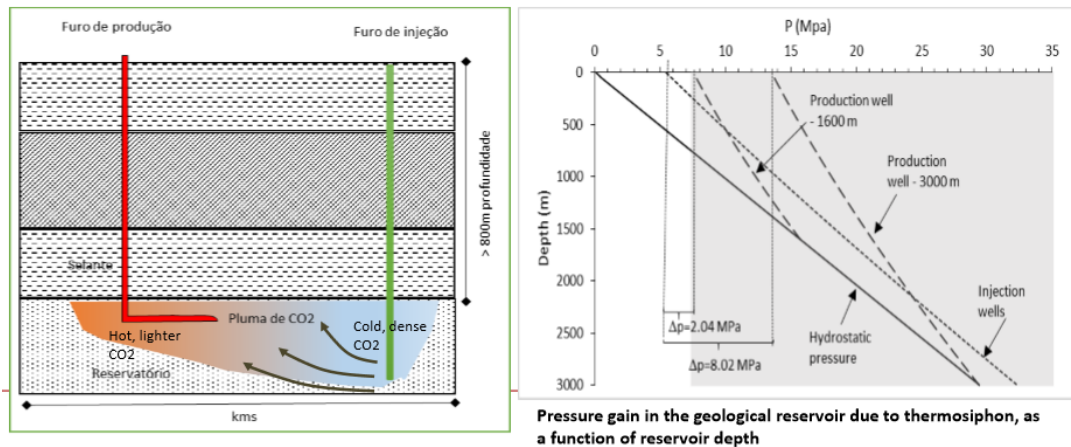


Ilustración 18: Características de la inyección/producción en formaciones geológicas. [5]

- Extracción del pozo A: Las líneas discontinuas "Production well -1600m y -3000m" representan la presión del flujo de CO₂ que sale del pozo A, en función de si la formación geológica se encuentra a 1600 o 3000 metros de profundidad. Se considera que el CO₂ experimenta una ganancia de calor geotérmico, hasta alcanzar la temperatura del pozo, de unos 40°C a 1800 m. y 70°C a 3000 m. de profundidad. [5]
- Inyección en el pozo B: La inyección en el pozo B es similar a la del pozo A, pero con otra profundidad.
- Conexión entre los pozos A y B: Parte del CO₂ inyectado migra fuera de los pozos A y B, mientras que otra parte pasa al pozo A, experimentando de nuevo la ganancia de calor geotérmico, y aprovechándose de nuevo en las fases de descarga posteriores.

3.4 Modelado

3.4.1 Parámetros que caracterizan el sistema

3.4.1.1 Constantes

- Rendimiento de los equipos.

Para esta evaluación, las máquinas hidráulicas y térmicas consideradas son las mismas que en el caso anterior (almacenamiento electrotérmico con dos ciclos cerrados de CO₂ transcrito), con rendimiento idéntico, como muestra la **tabla 11**.

Tabla 11: Rendimiento de los equipos

Descripción		
Rendimiento del compresor	$\eta_{\text{compresor}}$	0,86
Rendimiento de la turbina hidráulica	$\eta_{\text{hidraulica}}$	0,85
Rendimiento de válvulas	η_{valvula}	1
Rendimiento de la bomba	η_{bomba}	0,85
Rendimiento de la turbina	η_{turbina}	0,88

- Condiciones de inicio de las compresiones.

En cuanto a la entrada en compresores y bombas, al igual que en el caso anterior, el fluido será vapor (compresor) o líquido (bombas), nunca encontrándose dentro de la campana de saturación, como se recoge en la **tabla 12**.

Tabla 12: Condiciones de entrada en procesos de compresión.

Descripción		Título
Título del CO ₂ en la entrada del compresor	X _{CO2,in,compresor}	1
Título del CO ₂ en la entrada de la bomba	X _{CO2,in,bomba}	0

3.4.1.2 Variables

- Transporte del CO₂

Salvo el caso en el que la fuente de emisión se localiza directamente encima del lugar de almacenamiento, el CO₂ deberá ser transportado. Para favorecer el transporte y aprovechar la hidraulicidad óptima del fluido, es importante evitar la posible formación de fluidos bifase, para lo cual las condiciones de presión y temperatura más óptimas para el CO₂ serán aquellas que se encuentren próximas al estado “supercrítico”, que implican temperaturas superiores a los 32,3°C y/o presiones por encima de 74 bar. En esta condición, no son previsibles cambios de fase en el fluido, facilitando su operación. En esa condición de “supercrítico”, el CO₂ presenta la difusividad de un gas y la densidad de un líquido, lo cual lo hace óptimo para el transporte a larga distancia. [8]

Teniendo en cuenta el coeficiente de intercambio térmico terreno–tubería, es previsible que la temperatura a la cual tengamos el CO₂ durante la mayor parte del proceso de transporte, sea en una temperatura alrededor de los 12°C, que es la temperatura del terreno, lo cual lleva a la necesidad de garantizar que la presión de transporte este alrededor de los 100 bar, dependiendo de la longitud de la tubería. En esa condición, el fluido se encuentra en una fase conocida como “densa”, que, sin llegar a estar en condiciones supercríticas, se aproxima mucho a ese estado. Las condiciones en las que se recibe el CO₂ capturado se presentan en la **tabla 13**. [8]

Tabla 13: Condiciones de transporte del CO₂ capturado.

Descripción		Valor	Unidades
Título del CO ₂ capturado	X _{CO2,capturado}	0	
Temperatura del CO ₂ capturado	T _{CO2,capturado}	12	°C
Presión del CO ₂ capturado	P _{CO2,capturado}	100	Bar

- Parámetros de presión.

Al llegar a la planta, dependiendo de las condiciones de transporte (presión y temperatura) se usará una válvula de expansión para adaptar el CO₂ a las características demandadas por el ciclo de CO₂ transcrítico.

Los valores de presión entre los que trabajan el compresor y la turbina se mantienen inicialmente, y se muestran de nuevo en la **tabla 14**.

Tabla 14: Valores de presión entre los que trabajan compresor (carga) y turbina (descarga). [7]

Descripción		Bares
Presión de alta del CO ₂ en la carga	P _{CO2,alta,carga}	200

Presión de baja del CO ₂ en la carga	P _{CO2,baja,carga}	35
Presión de alta del CO ₂ en la descarga	P _{CO2,alta,des}	190
Presión de baja del CO ₂ en la descarga	P _{CO2,baja,des}	20

- **Condiciones iniciales de los depósitos de agua y hielo.**

Una vez definidas las condiciones de entrada del CO₂, que definen el punto de inicio del proceso, y el rendimiento de los equipos caracterizando las líneas de compresión y expansión del fluido, el estado del agua caliente y del hielo establecen como serán los intercambios de calor. Se consideran los mismos valores que con los dos ciclos cerrados de CO₂ transcríticos, recogidos en la **tabla 15**.

Tabla 15: Estado inicial de los depósitos [7]

Descripción			
Presión del agua	P _{H2O}	100	Bares
Temperatura inicial del agua	T _{H2O,baja}	15	°C
Presión del hielo	P _{hielo}	100	Bares
Temperatura inicial del hielo	T _{H2O,alta}	-5	°C

- **Pozos de almacenamiento del CO₂.**

Como novedad, esta configuración del sistema, incorpora dos pozos como sistema de almacenamiento mecánico.

Simulaciones indican que la profundidad mínima para evitar el cambio de fase cuando el CO₂ asciende en el pozo es de 1800 m. La profundidad máxima está probablemente impuesta por el coste económico: más de 3000 metros de profundidad puede suponer un coste demasiado elevado. [5]

Por este motivo, hay que considerar los cambios que experimenta el CO₂ en la inyección y extracción de los pozos:

- Extracción del pozo A: La presión y la temperatura serán una función de las condiciones existentes en el reservorio. Suponiendo que se alcance equilibrio entre las fases de carga y descarga, las condiciones de extracción del pozo A son función de la profundidad (e indirectamente de la presión hidrostática y el gradiente geotérmico).

Tabla 16: Condiciones de extracción del CO₂ del pozo A. [5]

Profundidad	Presión de extracción	Temperatura
1800 m	83,4 bar	37,6°C
3000 m	135 bar	71,1°C

- Inyección en el pozo A: Las restricciones para las condiciones del CO₂ antes de la inyección se imponen principalmente por la profundidad del reservorio y por la necesidad de asegurar que no se requiere una compresión adicional para inyectar el CO₂. Suponiendo que el depósito tenga “buenas” condiciones (alta permeabilidad, alta porosidad), el CO₂ debe llegar a la entrada del depósito con unos valores de presión mínimos.

Tabla 17: Condiciones de inyección del CO₂ en el pozo A. [5]

Profundidad	Presión de inyección
1800 m	90 bar
3000 m	140 bar

- Inyección en el pozo B: La restricción en la inyección es la necesidad de garantizar que no se requiere un bombeo adicional al final del ciclo de descarga. Se puede suponer que el CO₂ entraría pozo B en las mismas condiciones en que se realiza el transporte, para evitar una mayor compresión o bombeo y compensar con el CO₂ que se conserva permanentemente en el reservorio. Para los límites de profundidad del yacimiento de 1800 – 3000 metros, los valores de presión de 5 a 6 MPa y temperaturas de 10 a 20 °C proporcionan las condiciones para el desarrollo de un termosifón, sin la necesidad de una compresión adicional antes de la inyección [5]. Esas serían las mismas que las condiciones de transporte. En la simulación se va a fijar una presión de 50 bar.

Tabla 18: Condiciones de inyección en el pozo B. [5]

Profundidad	Presión de inyección
1800-3000 m	50-60 bar

Para no limitar el estudio a una profundidad de pozo determinada, se establece como una aproximación para un terreno homogéneo, una dependencia lineal entre la profundidad y la presión, extrapolando para obtener las presiones de inyección y extracción necesarias, y así poder obtener una visión, aunque sea aproximada, de cómo influye la profundidad para los valores de presión determinados.

Tabla 19: Relación lineal considerada entre profundidad y presión inyección/extracción en A.

Profundidad (m)	Presión de inyección A (bar)	Presión de extracción A (bar)
600	40	31,8
900	52,5	44,7
1200	65	57,6
1500	77,5	70,5
1800	90	83,4
2100	102,5	96,3
2400	115	109,2
2700	127,5	122,1
3000	140	135

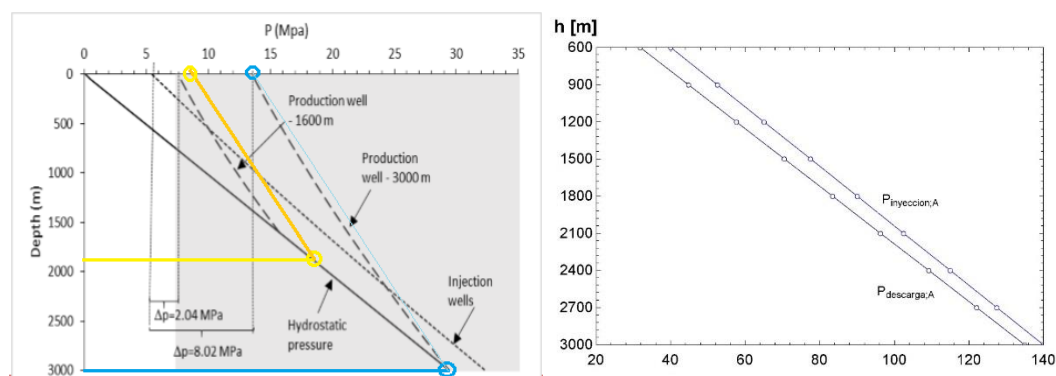


Ilustración 19: Profundidad pozo A - Presión de inyección / extracción [5]

Con el objetivo de obtener resultados que se puedan comparar con la configuración del sistema anterior (ciclos cerrados de CO₂ transcríticos), se mantienen los valores de presión alta y baja de carga y descarga (mostrados en la **tabla 14**). Estos valores pueden no ser los óptimos para acoplar el sistema con el almacenamiento mecánico en las formaciones geológicas, para ello más adelante se realizará un análisis de la variación del rendimiento del sistema dependiendo de la profundidad del pozo y las presiones de los ciclos de alta y descarga.

Para poder trabajar con diferentes valores de presión en pozos e intercambiadores de calor, se incorporan al ciclo elementos de expansión/compresión para adaptar los valores de presión, como se muestra en la **figura 14**.

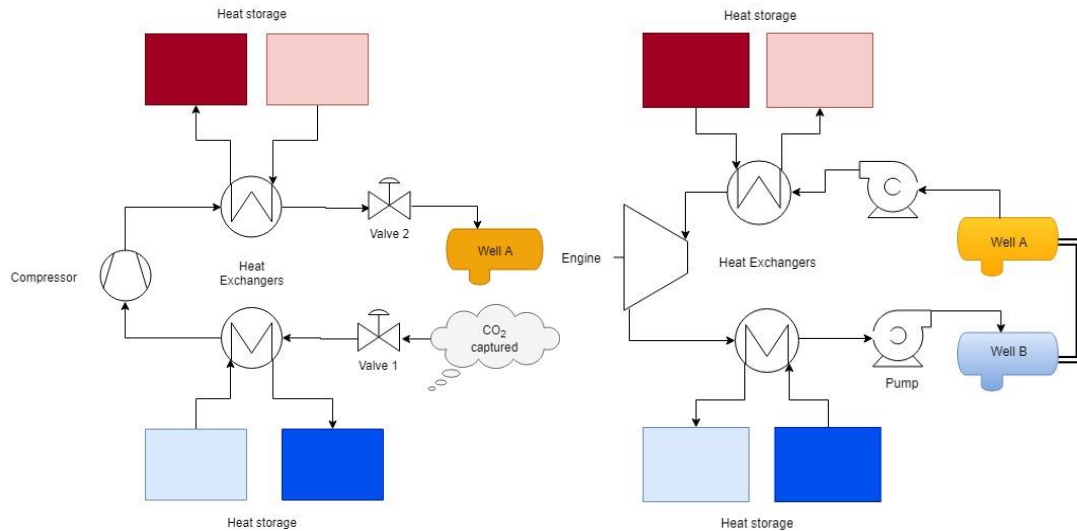


Ilustración 20: GSS. Configuración final del sistema: ciclos abiertos de CO₂ transcrítico con almacenamiento geológico.

3.4.2 Simulación del sistema (EES)

3.4.2.1 Descripción del código

De la misma manera que en la configuración anterior del sistema, con dos ciclos cerrados de CO₂ transcrítico, se combinan los procesos de compresión, expansión, intercambio de calor CO₂-Agua e intercambio de calor CO₂-hielo.

Los procesos están definidos de la misma manera que en la anterior simulación: *["Procedure 'nombre_procedimiento' ('variable_entrada_1';... : 'variable_salida_1;...')"]*, conservando la misma estructura (detallada en la **tabla 7**). Además de los cuatro procesos definidos anteriormente, se incorpora uno nuevo que combina el calentamiento y expansión/compresión que experimenta el CO₂ en el interior de las formaciones geológicas:

- Interior de las formaciones geológicas: *"Procedure weel (m_in;m_out;P_in;T_in;x_in;P_out;T_out;x_out;n;orden;carga : Q_g)"*

Código 2: Procedimiento de simulación de proceso: Evolución en el interior de la formación geológica.

Del mismo modo que en el caso anterior, la variable de entrada "orden" indica en qué lugar se desarrolla el proceso y "carga" indica si el proceso se encuentra en el ciclo de carga o de descarga. La **tabla 20** contiene una descripción de cada parámetro, con las variables de entrada (azul) y una única variable de salida (amarillo).

Tabla 20: Descripción del procedimiento "weel"

Descripción	'hx_weel'
Gasto másico de CO ₂ en la inyección	m_in
Gasto másico de CO ₂ en la extracción	m_out
Presión CO ₂ en la inyección	P_in
Presión CO ₂ en la extracción	P_out
Título del CO ₂ que define las condiciones de entrada (inyección)	x_in
Temp. del CO ₂ que define las cond. de entrada (inyección)	T_in
Título del CO ₂ que define las cond. de salida (extracción)	x_out
Temp. del CO ₂ que define las cond. de salida (extracción)	T_out
Potencia calorífica del intercambio de calor	Q_g
Num. de iteraciones en el cálculo de propiedades	n
Variable binaria (0-1) que identifica si carga o descarga	carga
Puesto en la secuencia en que se desarrolla el ciclo	Orden

Los datos derivados de este proceso se incorporan a las "lookup tables" ya existentes, como se muestra en las **ilustraciones 21 y 22**, para poder representar la evolución del fluido en el interior de las formaciones geológicas.

The image shows two side-by-side Excel 'Lookup Table' windows. Both windows have columns for CARGA_co2, DES_co2, HX_h2o, HX_hielo, P-h, and a row of dropdown menus (P, T, h, s, x). The left window shows data for the first process in charge (expansion) and the right window shows data for discharge (compression).

Row	CARGA_co2	DES_co2	HX_h2o	HX_hielo	P-h
Row 1	100	12	-284	-1,683	100
Row 2	96	11,65	-284,4	-1,683	100
Row 3	92	11,3	-284,9	-1,683	100
Row 4	88	10,94	-285,3	-1,683	100
Row 5	84	10,58	-285,8	-1,683	100
Row 6	80	10,21	-286,2	-1,683	100
Row 7	76	9,845	-286,7	-1,683	100
Row 8	72	9,472	-287,1	-1,683	-100
Row 9	68	9,095	-287,5	-1,683	-100
Row 10	64	8,714	-288	-1,683	-100
Row 11	60	8,328	-288,4	-1,683	-100
Row 12	56	7,936	-288,9	-1,683	-100
Row 13	52	7,54	-289,3	-1,683	-100
Row 14	48	7,138	-289,8	-1,683	-100
Row 15	44	6,731	-290,2	-1,683	-100
Row 16	40	5,3	-290,7	-1,683	0,01313
Row 17	36	1,231	-291,2	-1,683	0,05506
Row 18	32	-3,187	-292	-1,683	0,0936
Row 19	28	-8,033	-292,9	-1,683	0,1297
Row 20	24	-13,42	-294,1	-1,683	0,1642
Row 21	20	-19,5	-295,6	-1,683	0,1977

Ilustración 21: GSS. Datos almacenados en la simulación del primer proceso en carga (expansión) y descarga (compresión)

Row 102	114,7	26,09	-250,7	-1,575	100	Row 102	52,96	5,236	-295,5	-1,705	-100
Row 103	114,4	28,49	-244,1	-1,552	100	Row 103	55,92	8,8	-286,6	-1,675	-100
Row 104	114,1	30,78	-237,5	-1,531	100	Row 104	58,88	12,22	-277,6	-1,644	-100
Row 105	113,8	32,96	-230,9	-1,509	100	Row 105	61,84	15,49	-268,6	-1,614	-100
Row 106	113,6	35,03	-224,3	-1,487	100	Row 106	64,8	18,58	-259,7	-1,585	-100
Row 107	113,3	36,97	-217,7	-1,466	100	Row 107	67,76	21,49	-250,7	-1,555	-100
Row 108	113	38,79	-211,1	-1,444	100	Row 108	70,72	24,21	-241,8	-1,526	-100
Row 109	112,7	40,48	-204,5	-1,423	100	Row 109	73,68	26,74	-232,8	-1,498	-100
Row 110	112,4	42,04	-197,9	-1,402	100	Row 110	76,64	29,08	-223,9	-1,469	100
Row 111	112,1	43,48	-191,3	-1,381	100	Row 111	79,6	31,25	-214,9	-1,441	100
Row 112	111,8	44,81	-184,7	-1,36	100	Row 112	82,56	33,3	-205,9	-1,413	100
Row 113	111,5	46,04	-178,1	-1,339	100	Row 113	85,52	35,28	-197	-1,386	100
Row 114	111,2	47,18	-171,5	-1,318	100	Row 114	88,48	37,24	-188	-1,358	100
Row 115	110,9	48,25	-164,9	-1,298	100	Row 115	91,44	39,25	-179,1	-1,331	100
Row 116	110,7	49,27	-158,3	-1,277	100	Row 116	94,4	41,33	-170,1	-1,304	100
Row 117	110,4	50,26	-151,7	-1,256	100	Row 117	97,36	43,55	-161,2	-1,278	100
Row 118	110,1	51,24	-145,1	-1,236	100	Row 118	100,3	45,93	-152,2	-1,252	100
Row 119	109,8	52,23	-138,5	-1,215	100	Row 119	103,3	48,51	-143,2	-1,226	100
Row 120	109,5	53,26	-131,9	-1,195	100	Row 120	106,2	51,31	-134,3	-1,2	100
Row 121	109,2	54,35	-125,3	-1,175	100	Row 121	109,2	54,35	-125,3	-1,175	100

Ilustración 22: GSS. Datos almacenados en la simulación del sexto y último proceso en carga (pozo A) y descarga (pozo B).

3.4.2.2 Esquema de las relaciones en la simulación

En la **ilustración 23** se muestra un mapa de la simulación. Siguiendo con el mismo código de colores que en la simulación del sistema anterior, en color verde se representan las variables definidas inicialmente, en azul y morado los procesos de compresión y expansión, respectivamente. Los intercambios de calor se representan en color rojo (CO₂-Agua) y gris (CO₂-Hielo).

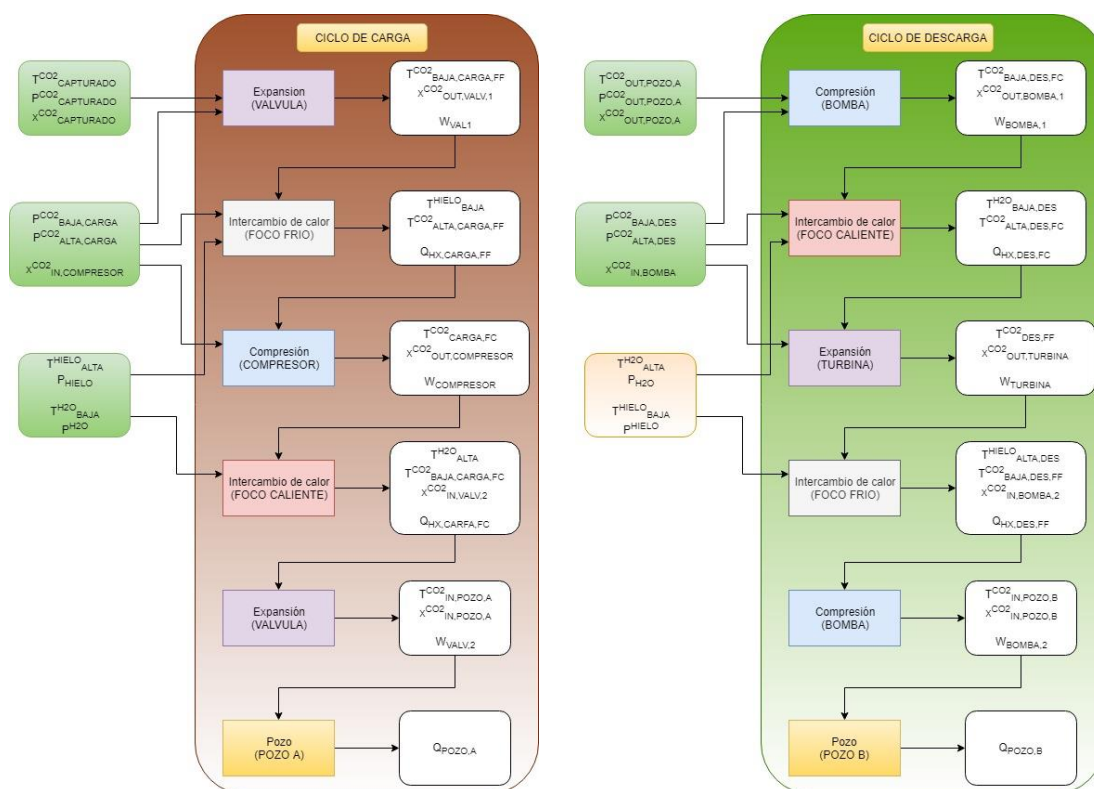


Ilustración 23: GSS. Esquema de la simulación del ciclo de CO₂ transcrito con formaciones geológicas.

Como novedad, se realizarán cinco simulaciones, cada una considerando el pozo a una determinada profundidad, tomando como límite inferior el que garantiza que no se produce la bifase en el ascenso del CO₂ (1800 m) y como límite superior el coste económico (3000 m) [5]. Tomando datos de la extrapolación hecha anteriormente (tabla 19), se presentan los valores usados en cada simulación en la **tabla 21**.

Tabla 21: Distintos valores de profundidad considerados en la simulación

Profundidad (m)	Presión de inyección A (bar)	Presión de extracción A (bar)	Temperatura de extracción A (°C)
1800	90	83,4	37,6
2100	102,5	96,3	45,98
2400	115	109,2	54,35
2700	127,5	122,1	62,73
3000	140	135	71,1

Las cinco simulaciones tienen el mismo esquema, variando únicamente las condiciones de inyección/extracción del CO₂ en el pozo A. En el ciclo de carga, el CO₂ llega en las condiciones de transporte, y se somete a un proceso de expansión para adaptarlo a la presión de baja establecida para el intercambio con el hielo. Tras el intercambio se produce el proceso de compresión (compresor), justo antes del intercambio de calor con el agua. Para finalizar se vuelve a producir una expansión, para adaptar el CO₂ a la presión de inyección necesaria en el pozo A. En el ciclo de descarga, se realizan los procesos opuestos: dos compresiones en lugar de expansiones para adaptar las presiones del ciclo de los pozos, una expansión intermedia (turbina) en lugar de una compresión y el intercambio con el agua caliente antes que con el hielo. Además, entre el ciclo de carga y descarga se incorpora el calentamiento y expansión que experimenta el CO₂ en el interior del pozo A.

3.4.2.3 Simulación del sistema

En la **tabla 22** se recogen los valores de los parámetros que intervienen en el ciclo de carga para cinco valores de profundidad en el pozo A. Se considera un gasto másico unitario de CO₂, obteniendo un valor para el gasto másico de agua y el de hielo por cada kg/s de CO₂. Se ha resaltado en una escala de color rojo el aumento de temperatura en la inyección en el pozo A (único parámetro que varía en el ciclo de carga) con la profundidad. Para las profundidades de 2100 y 2700 metros no se han indicado el resto de valores, pues éstos no cambian al modificar la profundidad del pozo A.

Tabla 22: Variación de los parámetros del ciclo de carga con la profundidad.

Descripción	Símbolo						Unidad
Profundidad del pozo A	h _A	1800	2100	2400	2700	3000	m
Gasto másico del CO ₂ en la carga	m _{CO2,carga}	1		1		1	kg/s
Gasto másico de hielo en la carga	m _{Hielo,carga}	10,58		10,58		10,58	kg/s
Gasto másico de agua en la carga	m _{H2O,carga}	0,498		0,498		0,498	kg/s
Temperatura de transporte del CO ₂	T _{CO2,transporte}	12		12		12	°C
Temperatura del CO ₂ tras la expansión	T _{CO2,baja,carga,FF}	-19,5		-19,5		-19,5	°C
Temperatura del CO ₂ entrada compresor	T _{CO2,alta,carga,FF}	-19,5		-19,5		-19,5	°C
Temperatura del CO ₂ salida compresor	T _{CO2,alta,carga,FC}	180,9		180,9		180,9	°C
Temperatura del CO ₂ antes de la expansión	T _{CO2,baja,carga,FC}	32		32		32	°C
Temperatura de inyección en pozo A	T _{CO2,in,pozo,A}	20,7	22,2	23,6	24,95	26,26	°C
Temperatura alta del hielo (inicial)	T _{Hielo,alta}	-5		-5		-5	°C
Temperatura baja del hielo	T _{Hielo,baja}	-15,5		-15,5		-15,5	°C
Temperatura baja del agua caliente (inicial)	T _{H2O,baja}	15		15		15	°C
Temperatura alta del agua caliente	T _{H2O,alta}	163,9		163,9		163,9	°C
Diferencia de temperatura mínima con hielo	DT _{min,carga,FF}	4		4		4	°C
Diferencia de temperatura mínima con agua	DT _{min,carga,FC}	3,69		3,69		3,69	°C

Los valores de los parámetros que intervienen en el ciclo de descarga se recogen en la **tabla 23**. Al igual que en la carga, se considera un gasto másico unitario de CO₂, obteniendo un valor para el gasto másico de agua y el de hielo por cada kg/s de CO₂. En la escala de colores, se añade el azul para el descenso del gasto másico de agua, y en escala de color rojo, se indica el aumento de temperatura de salida del pozo A, la del CO₂ tras el bombeo, y la del agua caliente enfriada, tras el intercambio con el CO₂.

Tabla 23: Variación de los parámetros del ciclo de descarga con la profundidad.

Descripción	Símbolo						Unidad
Profundidad del pozo A	h _A	1800	2100	2400	2700	3000	m
Gasto másico de CO ₂ en la descarga	m _{CO2,des}	1		1		1	kg/s
Gasto másico de agua en la descarga	m _{H2O,des}	0,473	0,468	0,462	0,455	0,449	kg/s
Gasto másico de hielo en la descarga	m _{Hielo,des}	9,70		9,70		9,70	kg/s
Temperatura de extracción en pozo A	T _{CO2,out,pozo,A}	37,6	45,98	54,35	62,73	71,1	°C
Temperatura del CO ₂ tras el bombeo	T _{CO2,baja,des,FC}	82,55	84,61	89,56	90,65	93,73	°C
Temperatura del CO ₂ que entra en turbina	T _{CO2,alta,des,FC}	159,9		159,9		159,9	°C
Temperatura del CO ₂ que sale de turbina	T _{CO2,alta,des,FF}	24,01		24,01		24,01	°C
Temperatura del CO ₂ a bombear	T _{CO2,baja,des,FF}	0,162		0,162		0,162	°C
Temperatura de inyección en pozo B	T _{CO2,in,pozo,B}	1,54		1,54		1,54	°C
Temperatura alta del agua caliente	T _{H2O,alta}	163,9		163,9		163,9	°C
Temperatura baja del agua caliente (final)	T _{H2O,baja,des}	86,55	88,61	91,56	94,65	97,73	°C
Temperatura baja del hielo	T _{Hielo,baja}	-15,5		-15,5		-15,5	°C
Temperatura alta del hielo (final)	T _{Hielo,alta,des}	-2,08		-2,08		-2,08	°C
Diferencia de temperatura mínima con agua	DT _{min,des,FC}	3,52		3,52		3,52	°C
Diferencia de temperatura mínima con hielo	DT _{min,des,FF}	4,21		4,21		4,21	°C

Cuanto mayor es la temperatura de salida del pozo A, la compresión se produce en una zona más a la derecha en el diagrama T-s, lo que provoca que la temperatura de entrada al intercambio con el agua caliente sea mayor, y, por consiguiente, la temperatura final del agua caliente también será superior.

Esto provoca un desequilibrio entre el agua caliente inicial (15°C) y el agua caliente final (>80°C) que se puede apreciar en la **ilustración 24**. Donde se han representado los dos intercambios de calor del CO₂ con el agua caliente; en los que se produce un aumento de la temperatura del agua (color rojo) en el ciclo de carga, representado en la parte izquierda de la imagen, y un descenso de la misma en el ciclo de descarga, que se muestra en la zona derecha.

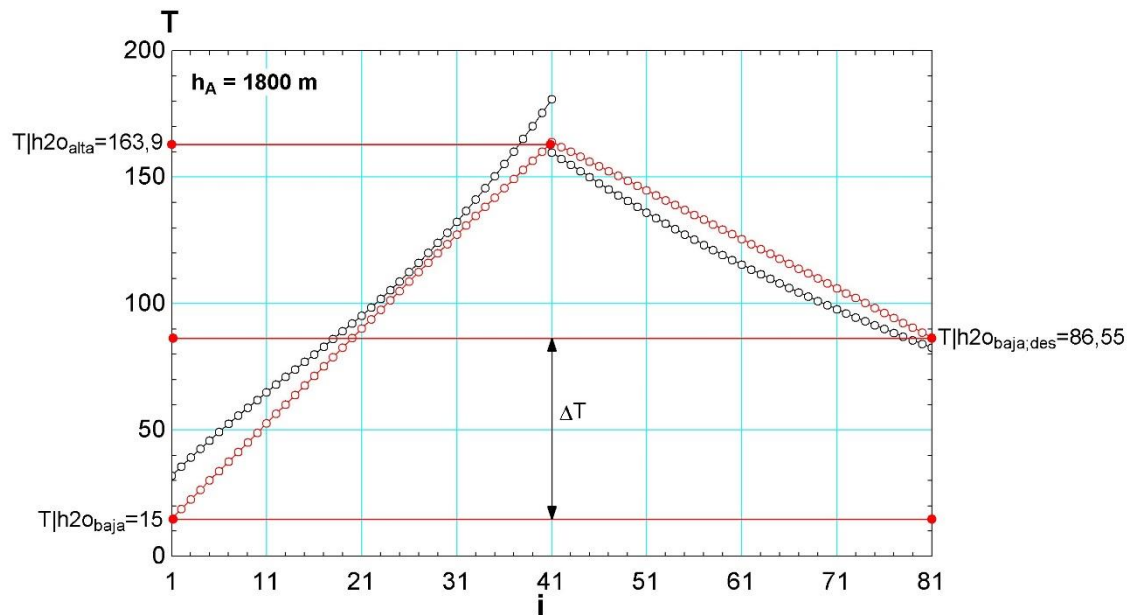


Ilustración 24: GSS. Intercambios CO_2 -Agua (carga-descarga) con una profundidad del pozo A de 1800 m.

Este desequilibrio contrasta con el resultado del ciclo de CO_2 transcrítico sin el almacenamiento en formaciones geológicas, en el que la temperatura inicial de hielo y agua caliente, era prácticamente la misma que la que alcanzaban al final del ciclo de descarga, como se veía en la **ilustración 9**.

Sin embargo, en el intercambio entre el CO_2 y el hielo no se producen modificaciones respecto al caso base; la temperatura del hielo al inicio del ciclo de carga y la temperatura del hielo tras finalizar el ciclo de descarga es prácticamente la misma, como se muestra en la **ilustración 25** (idéntica a la gráfica de la **ilustración 9**).

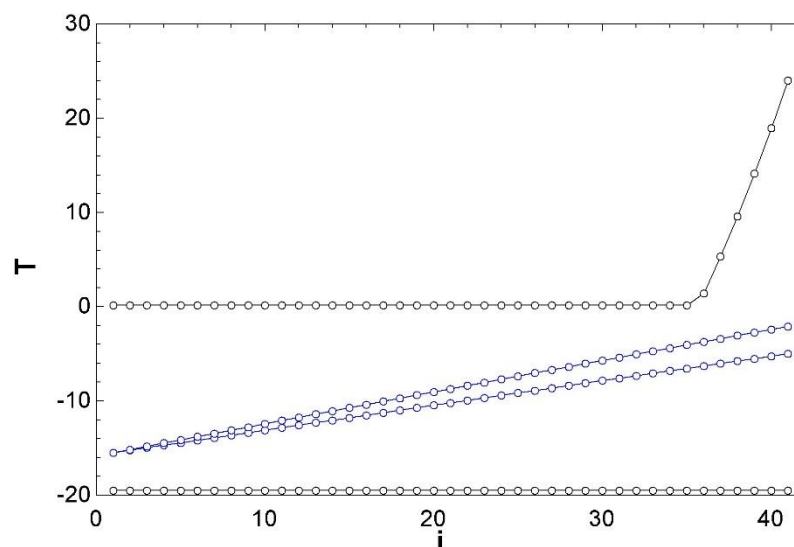


Ilustración 25: GSS. Intercambios CO_2 -hielo, con una profundidad del pozo A de 1800 m.

La influencia de la inclusión en el sistema del almacenamiento en formaciones geológicas se puede apreciar de forma clara en el diagrama T-s de la **ilustración 26**,

donde se representan el ciclo de carga (marrón) y el ciclo de descarga (verde), para una profundidad de 1800 m.

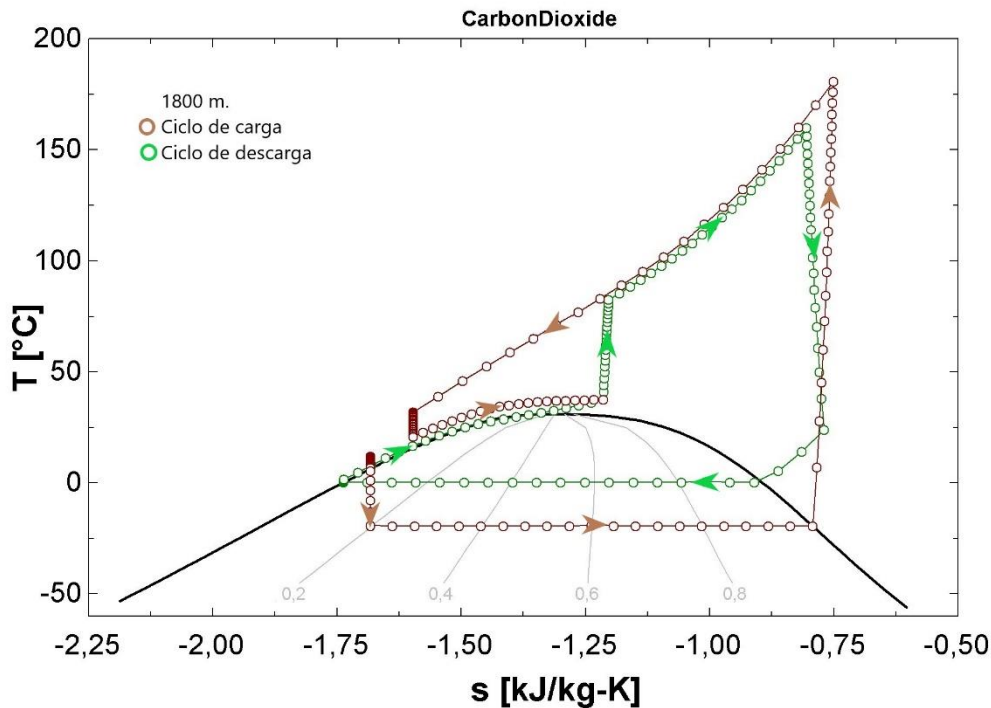


Ilustración 26: GSS. Diagrama T-s del sistema con almacenamiento en formaciones geológicas para una profundidad de 1800 m.

Si se compara con el diagrama T-s del sistema base, de dos ciclos cerrados de CO₂ transcrito sin almacenamiento en formaciones geológicas, que se mostraba en la **ilustración 10**, se pueden apreciar claras diferencias:

- Ciclo abierto/cerrado: el sistema base consistía en dos ciclos cerrados, mientras que el sistema con almacenamiento en formaciones geológicas está formado por dos ciclos abiertos, donde el punto de partida del ciclo de descarga es donde acaba el de carga.
- Dos expansiones en la carga: se producen dos expansiones, la primera para adaptar las condiciones de transporte a las de baja presión y la segunda para adaptar las condiciones de alta presión a las de inyección en el pozo A, en lugar de una, para pasar de alta presión a baja.
- Dos compresiones en la descarga: se realizan dos bombeos, para aumentar la presión del CO₂ que sale del pozo A hasta las condiciones de alta y para proporcionar al CO₂ de baja presión las condiciones de inyección en el pozo B. En el sistema base, se producía una única compresión, conectando la salida del condensador y la entrada del evaporador.
- Aumento de temperatura en el interior de los pozos: al almacenar el CO₂ en el interior del pozo, se produce un intercambio de calor, hasta que ambos alcanzan la misma temperatura.

Como ya indicaba la variación de los parámetros en las **tablas 22 y 23**, dependiendo de la profundidad del pozo, el sistema evoluciona de manera distinta. En la **ilustración 27** se representa el diagrama T-s completo del CO₂ para las profundidades de 1800 m,

2400 m, y 300 m. Para poder realizar un mejor análisis, en la **ilustración 28** se muestra, para distintas profundidades del pozo A, la parte del diagrama T-s del CO₂ donde el sistema evoluciona de manera distinta. En verde, el ciclo de descarga, en marrón, el ciclo de carga, cada profundidad con un símbolo distinto.

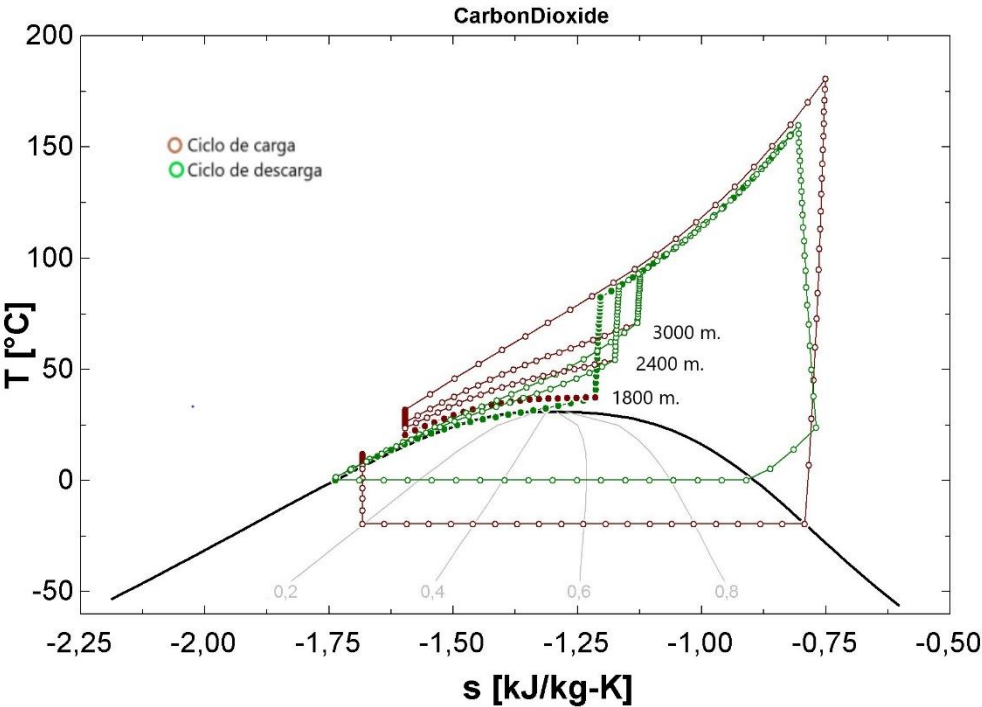


Ilustración 27: GSS. Diagrama T-s del sistema con almacenamiento en formaciones geológicas según profundidad (1800 - 2400 - 3000 m).

En la **tabla 24** se recogen los parámetros que dependen de la profundidad de la formación geológica, clasificando por colores según al ciclo al que pertenezcan; carga-marrón, descarga-verde, agua-rojo.

Tabla 24: Parámetros del sistema que dependen de la profundidad del pozo A.

Profundidad del pozo A	h_A	1800	2100	2400	2700	3000	m
Temperatura de inyección en pozo A	$T_{CO_2,in,pozo,A}$	20,7	22,2	23,6	24,95	26,26	°C
Temperatura de extracción en pozo A	$T_{CO_2,out,pozo,A}$	37,6	45,98	54,35	62,73	71,1	°C
Temperatura del CO ₂ tras el bombeo	$T_{CO_2,baja,des,FC}$	82,55	84,61	89,56	90,65	93,73	°C
Temperatura baja del agua caliente (final)	$T_{H_2O,baja,des}$	86,55	88,61	91,56	94,65	97,73	°C
Gasto másico de agua en la descarga	$m_{H_2O,des}$	0,473	0,468	0,462	0,455	0,449	kg/s

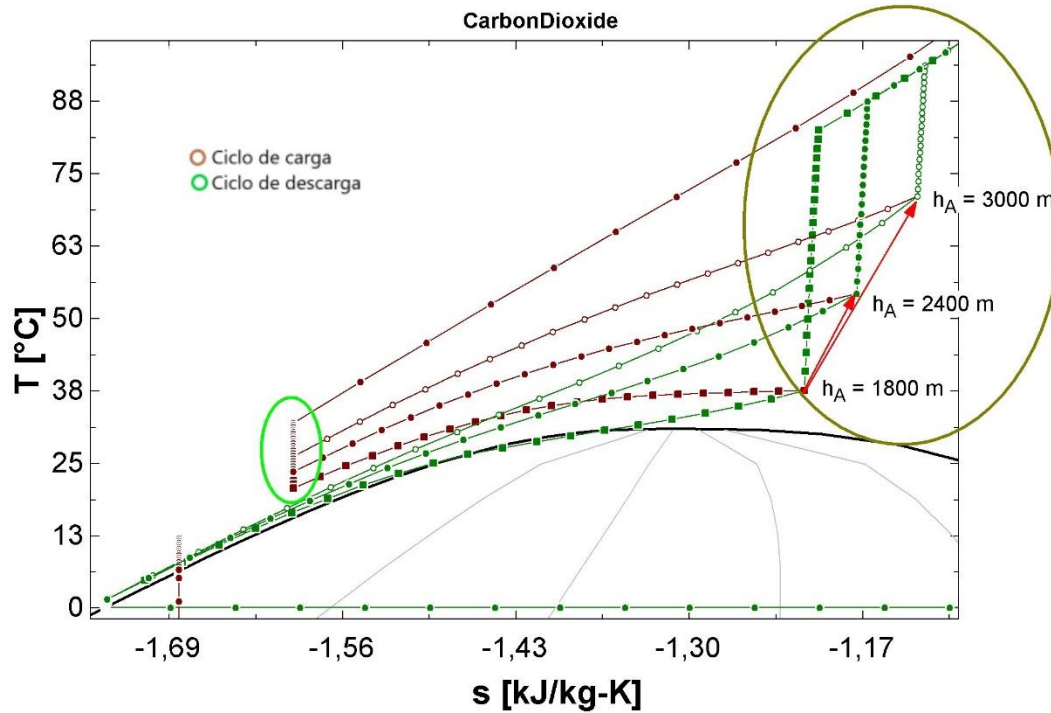


Ilustración 28: GSS. Diagrama T-s. Distinta evolución del sistema dependiendo de la profundidad.

El ciclo de carga termina con la inyección del CO₂ en el pozo A; éste es el primer punto del ciclo que depende de la profundidad del pozo A; se muestra en la **ilustración 28** en la zona izquierda, en un círculo verde claro. Cuanto mayor es la profundidad de inyección, mayores son la presión y temperatura de inyección, que conlleva mayor presión y temperatura de producción, por lo que se reduce el trabajo de compresión posterior. También se reduce la expansión anterior a la inyección en el pozo A, pero la compresión posterior tiene mucha más influencia, como se puede apreciar en la gráfica.

3.4.2.4 Resultados

De forma análoga al sistema básico, se utilizan indicadores (**ecuaciones 4-6**) para determinar el rendimiento de carga, considerando y no considerando la expansión de las válvulas, el rendimiento de descarga y el rendimiento global, teniendo en cuenta y no teniendo en cuenta las expansiones en las válvulas:

$$\text{COP}_{\text{carga}} = \frac{Q_{\text{hx,carga,FC}} + Q_{\text{hx,carga,FF}}}{W_{\text{compresor}}} \quad \text{COP}_{\text{carga,exp}} = \frac{Q_{\text{hx,carga,FC}} + Q_{\text{hx,carga,FF}}}{W_{\text{compresor}} - W_{\text{válvulas}}}$$

Ecuación 4: Rendimiento de carga en el sistema con almacenamiento geotérmico sin considerar expansiones (izquierda) y considerando expansiones (derecha).

$$\eta_{\text{descarga}} = \frac{W_{\text{turbina}} - W_{\text{bombas}}}{Q_{\text{hx,des,FC}} + Q_{\text{hx,des,FF}}}$$

Ecuación 5: Rendimiento de descarga en el sistema con almacenamiento geotérmico.

$$\eta_{\text{total}} = \frac{W_{\text{turbina}} - W_{\text{bomba}}}{W_{\text{compresor}}} \quad \eta_{\text{total,exp}} = \frac{W_{\text{turbina}} - W_{\text{bomba}}}{W_{\text{compresor}} - W_{\text{válvulas}}}$$

Ecuación 6: Rendimiento global en el sistema con almacenamiento geotérmico sin considerar la expansión en la carga (izquierda) y considerando la expansión en la carga (derecha).

En la **tabla 25** se muestran los valores de calor intercambiado entre el CO₂ y los depósitos de agua caliente y hielo, en la carga y en la descarga, el trabajo desarrollado

en las máquinas del sistema y el rendimiento de los ciclos de carga y descarga, y el rendimiento global del sistema (considerando un ciclo de carga y otro de descarga), para cada una de las cinco simulaciones.

Tabla 25: Calor, trabajo y rendimiento frente a profundidad.

Descripción	Símbolo						Unidad
Profundidad del pozo A	h _A	1800	2100	2400	2700	3000	
Calor cedido al agua en la carga	Q _{hx,carga,FC}	311,3	311,3	311,3	311,3	311,3	kJ/kg
Calor cedido por el agua en la descarga	Q _{hx,des,FC}	155	149,5	141,7	133,8	126,1	kJ/kg
Ganancia de calor en el pozo A	Q _{pozo,A}	116	122,9	131,9	141,2	150,5	kJ/kg
Calor cedido por el hielo en la carga	Q _{hx,carga,FF}	225,7	225,7	225,7	225,7	225,7	kJ/kg
Calor cedido al hielo en la descarga	Q _{hx,des,FF}	266	266	266	266	266	
Ganancia de calor en el pozo B	Q _{pozo,B}	160,2	168,7	179,1	189,9	200,6	kJ/kg
Trabajo compresión en la carga	W _{compresor}	133,8	133,8	133,8	133,8	133,8	kJ/kg
Trabajo de expansión válvula 1	W _{válvula,1}	11,65	11,65	11,65	11,65	11,65	kJ/kg
Trabajo de expansión válvula 2	W _{válvula,2}	12,78	11,3	9,82	8,35	6,89	kJ/kg
Trabajo de expansión en la descarga	W _{turbina}	76,77	76,77	76,77	76,77	76,77	kJ/kg
Trabajo en bomba 1	W _{bomba,1}	25,67	22,71	19,98	17,15	14,18	kJ/kg
Trabajo en bomba 2	W _{bomba,2}	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	kJ/kg
Rendimiento de carga sin valorar expansiones	η _{carga}	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01	
Rendimiento de carga valorando expansiones	η _{carga,exp}	4,91	4,84	4,78	4,72	4,66	
Rendimiento del ciclo de descarga	η _{des}	0,117	0,125	0,134	0,144	0,155	
Rendimiento global sin valorar expansiones	η _{global}	0,37	0,39	0,41	0,431	0,454	
Rendimiento global valorando expansiones	η _{global,exp}	0,45	0,47	0,489	0,507	0,527	

Al incorporar el almacenamiento en formaciones geológicas, el efecto más evidente es la reducción del calor intercambiado en la descarga del depósito de agua caliente, debido al aumento de temperatura del CO₂ que sale del pozo A. Esto provocará un desequilibrio en el depósito de agua caliente, entre la carga y la descarga, pues el calor intercambiado en la carga es el doble que en la descarga. Esto se acentúa aún más al aumentar la profundidad del pozo, llegando a ser el 146,86% mayor a una profundidad de 3000 m, como se muestra en el gráfico de la **ilustración 29**.

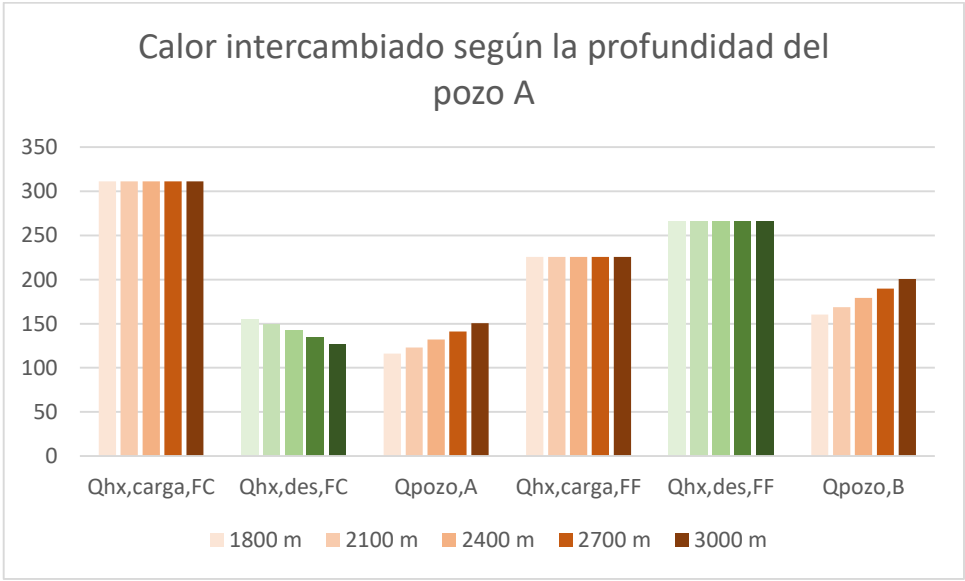


Ilustración 29: GSS. Gráficos de calor en el sistema de CO₂ transcrito con almacenamiento geotérmico.

En lo referente al depósito de hielo, la diferencia entre carga y descarga no es tan significativa. Se debe a que el almacenamiento en formaciones geológicas no tiene efecto directo en esta parte del sistema. Sí lo tiene, sin embargo, que el ciclo sea abierto, pues la expansión del CO₂ tras el transporte se produce a una temperatura inferior que la expansión tras el enfriamiento en la carga. El calor intercambiado en el ciclo de descarga es un 18% mayor que en la carga.

En la **ilustración 30** se muestra un gráfico que recoge los valores de trabajo. La inclusión de las formaciones geológicas no afecta apenas a los valores de trabajo del sistema, pues el trabajo en el compresor y en la turbina no se ven alterados. La mayor influencia se ve en el trabajo de la primera bomba, pues las líneas de expansión se distancian al desplazarse a la derecha en el diagrama T-s, como se muestra en la **ilustración 28**, y la temperatura de salida del pozo A es más alta que la de salida del condensador. Este fenómeno se reduce significativamente con el aumento de la profundidad del pozo A.

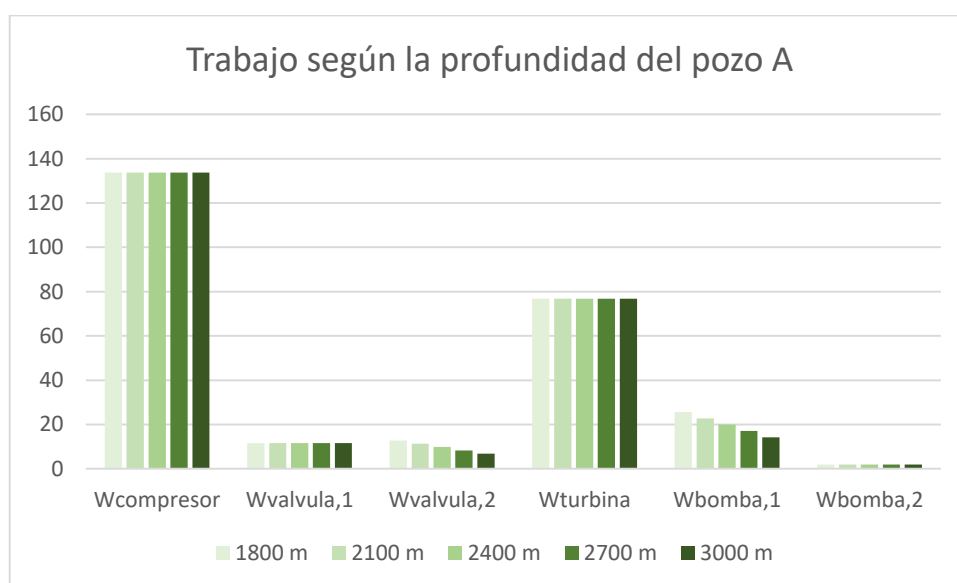


Ilustración 30: GSS. Gráficos de trabajo del sistema de CO₂ transcríticos con almacenamiento geotérmico.

El rendimiento global aumenta desde el 37% hasta el 45,4% al aumentar la profundidad del pozo A desde 1800 a 3000 metros cuando no se considera el trabajo que se podría obtener aprovechando el salto disponible desarrollado en las válvulas de expansión. Si consideramos el trabajo de expansión desarrollado, el trabajo aumenta desde el 45% a 1800 metros de profundidad a 52,7% a 3000 m.

3.5 Comparativa de resultados del sistema sin almacenamiento geotérmico y el sistema con almacenamiento geotérmico.

En el gráfico de la **ilustración 31** se representan el calor intercambiado en ambos sistemas. En el sistema simple, con dos ciclos cerrados de CO₂ transcrítico, representado a la izquierda, se puede apreciar que el calor intercambiado con el depósito de agua caliente es similar en la carga y en la descarga.

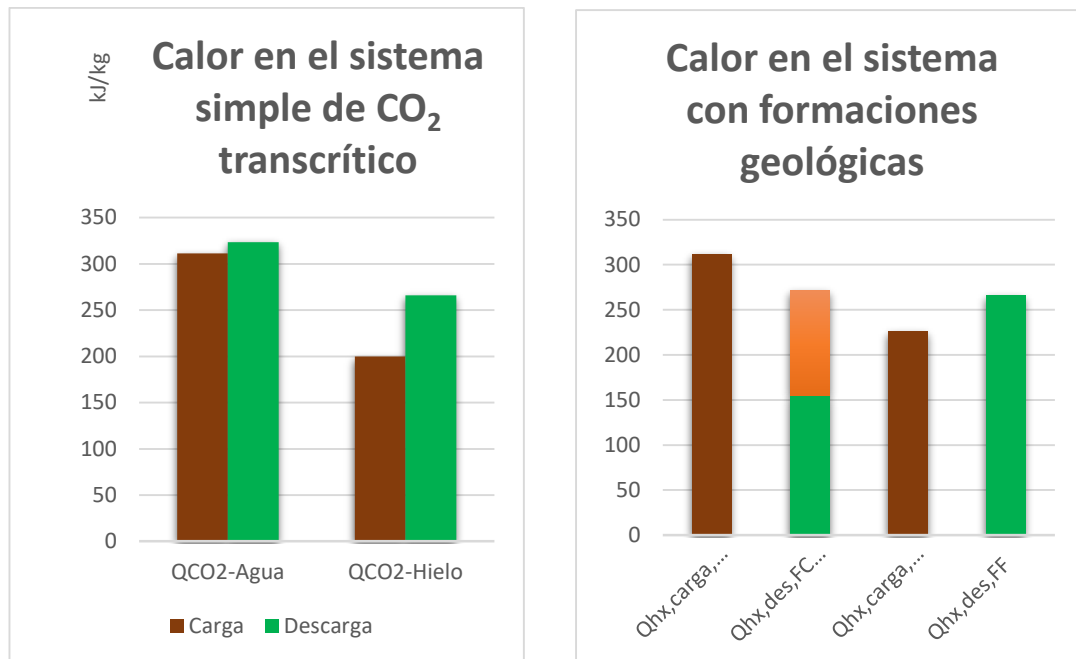


Ilustración 31: Gráficos de calor en ambos sistemas (BS-GSS); simple (izquierda) y con almacenamiento geotérmico (derecha).

Sin embargo, en el sistema con almacenamiento en formaciones geológicas (parte derecha de la **ilustración 31**) el calor intercambiado en el ciclo de descarga se reduce a la mitad, debido a que gran parte del calor restante lo proporciona el almacenamiento en la formación geológica.

El motivo de este cambio se puede apreciar con mucha claridad en la **ilustración 32** (sistema con almacenamiento geotérmico) y la **ilustración 33** (sistema simple, sin almacenamiento geotérmico).

En ambos sistemas, el intercambio con el depósito de agua caliente en el ciclo de carga es el mismo (línea roja superior), mientras que el intercambio con el agua caliente en el ciclo de descarga (línea roja o naranja inferior) es muy distinto en cada sistema.

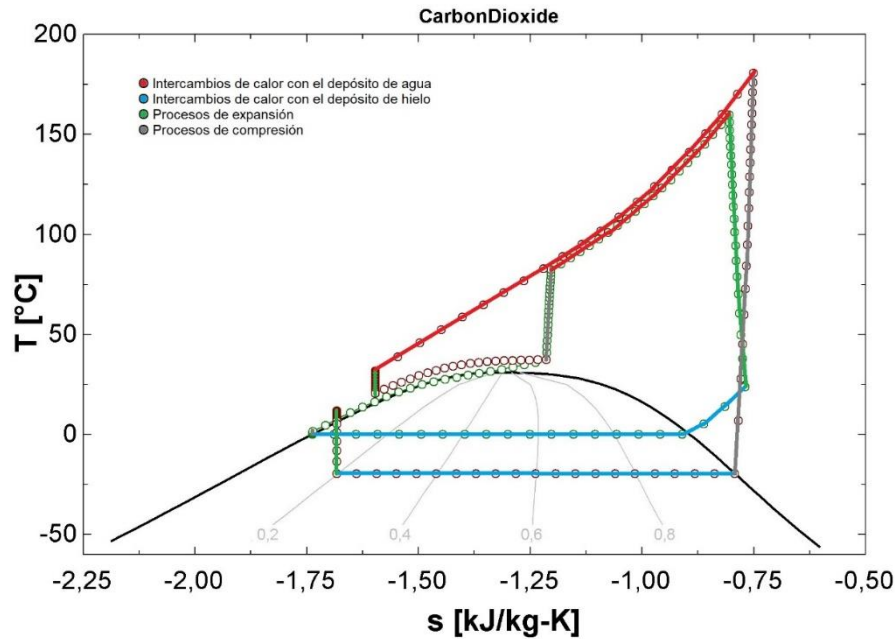


Ilustración 32: Diagrama T-s del sistema con almacenamiento geotérmico.

En el sistema con almacenamiento geotérmico, este intercambio se desarrolla tras la extracción del CO₂ del pozo A y la siguiente compresión, para alcanzar la presión de trabajo, por lo que empieza a una temperatura muy superior que la que tiene el CO₂ tras el bombeo en el sistema simple.

En cuanto al intercambio con el depósito de hielo, tiene un efecto contrario, tiende a igualarse en el sistema con almacenamiento geotérmico. Esto es debido a que el intercambio en el sistema con almacenamiento geotérmico se produce tras la expansión del CO₂ que llega en condiciones de transporte, a una temperatura más baja que el CO₂ que sale del intercambio con el agua caliente.

Esto puede apreciarse en ambas gráficas; en el sistema simple solo se produce una expansión durante la carga, mientras que, en el sistema con almacenamiento geotérmico, se producen dos expansiones. La primera es la expansión del CO₂ en condiciones de transporte y la segunda es la del CO₂ tras el intercambio con el agua caliente, que se expande hasta las condiciones de inyección en el pozo A.

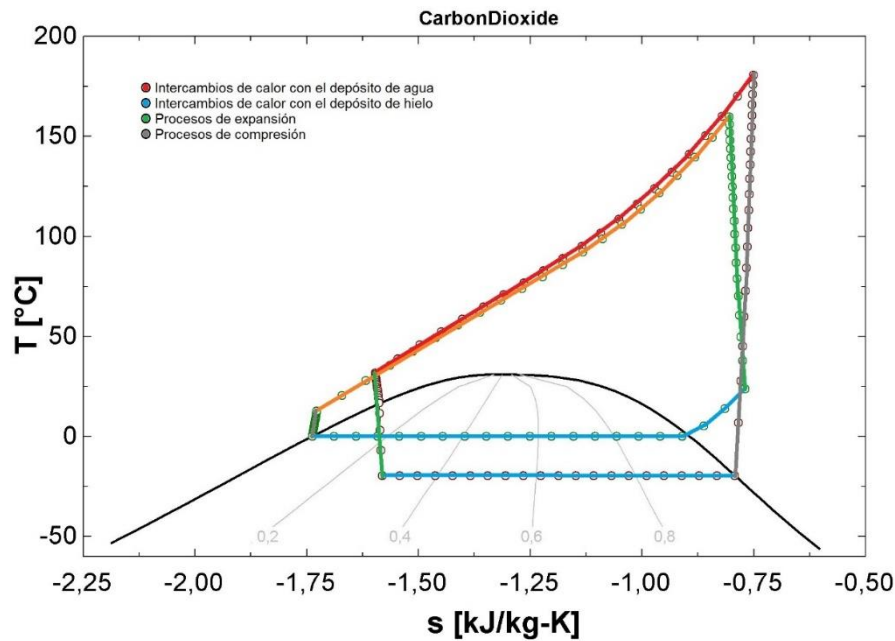


Ilustración 33: Diagrama T-s del sistema simple, sin almacenamiento geotérmico.

En la **ilustración 34** se representa un gráfico que recoge el trabajo en ambos sistemas; el sistema simple de dos ciclos cerrados de CO₂ y el sistema que incorpora almacenamiento en formaciones geológicas.

El trabajo desarrollado por el compresor y la turbina (respectivamente, consumidor y productor principal de electricidad) no cambia, pero sí aumenta el de la turbina hidráulica (sustituida por dos válvulas de expansión) y el de la(s) bomba(s), aunque no de manera significativa.

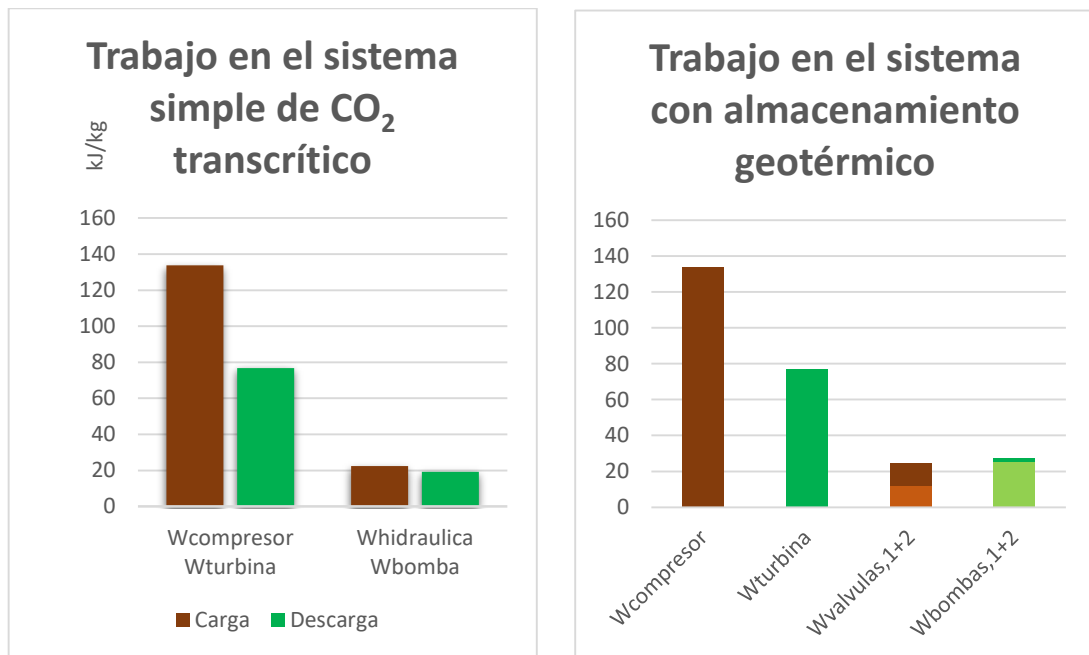


Ilustración 34: Gráficos de trabajo en ambos sistemas (BS-GSS); simple (izquierda) y con almacenamiento geotérmico (derecha).

Si comparamos el rendimiento de los dos sistemas, cabe decir que considerando las mismas presiones de trabajo, que son presiones optimizadas para el sistema simple de dos ciclos cerrados de CO₂, el rendimiento en el sistema simple siempre es mayor que en el sistema con almacenamiento geotérmico (considerando también los indicadores originales del sistema simple), excepto el caso del almacenamiento a 3000 metros de profundidad y considerando el aprovechamiento con turbinas del salto entálpico disponible en la expansión en las válvulas, donde el rendimiento aumentaba de 51,6% del sistema original al 52,7%.

3.6 Influencia de los valores de presión

Con el objetivo de conseguir unos resultados comparables entre el sistema base de dos ciclos cerrados de CO₂ transcrítico y el sistema que incorpora almacenamiento geotérmico, para la simulación de este último, se consideraron los valores de presión del sistema anterior, recogidos de nuevo en la **tabla 26**, optimizados para lograr una solución de compromiso que maximizara rendimiento y trabajo.

Tabla 26: Valores de presión optimizados para el sistema básico. [7]

Descripción		Bares
Presión de alta del CO ₂ en la carga	P _{CO2,alta,carga}	200
Presión de baja del CO ₂ en la carga	P _{CO2,baja,carga}	35
Presión de alta del CO ₂ en la descarga	P _{CO2,alta,des}	190
Presión de baja del CO ₂ en la descarga	P _{CO2,baja,des}	20

Aun así, con estos valores, se han obtenido valores de rendimiento aceptables, incluso para una profundidad del pozo A de 3000 metros, el rendimiento teniendo en cuenta las expansiones de las válvulas es un punto mayor que en el sistema básico.

3.6.1 Profundidad de pozo de 1800 m.

Realizando un análisis paramétrico se puede obtener la tendencia del rendimiento al cambiar el valor de la presión de alta del CO₂ en la carga y en la descarga, para una profundidad del pozo de 1800 m.

En la **ilustración 35** se muestra una captura del análisis realizado. En la parte izquierda se muestra la combinación de presiones (en bares) de CO₂ que se ha usado, partiendo desde los valores iniciales (200 – 190) hasta valores inferiores a los de inyección/extracción a la profundidad de 1800 metros del pozo A (90 – 83,4), pasando por éstos. Además, a la derecha se puede apreciar el diagrama T-s del sistema en los valores extremos.

Tabla 27: Análisis paramétrico; 1800 m.

P _{co2,alta,carga} (bar)	P _{co2,alta,des} (bar)	$\eta_{total,exp}$	x _{h2o,carga} (kg/kg)	x _{h2o,des} (kg/kg)	T _{h2o,alta} (°C)	T _{h2o,baja,des} (°C)
200	190	0,45	0,4978	0,473	163,9	86,55
192,6	182,9	0,4516	0,5056	0,4802	160	84,43
185,3	175,8	0,4533	0,5141	0,4881	156	82,23
177,9	168,7	0,4551	0,5233	0,4965	151,9	79,95
170,5	161,6	0,4569	0,5335	0,5057	147,6	77,57
163,2	154,5	0,4588	0,5448	0,5157	143,1	75,1
155,8	147,4	0,4607	0,5572	0,5266	138,4	72,53
148,4	140,3	0,4627	0,5712	0,5386	133,6	69,83
141,1	133,2	0,4649	0,5868	0,5519	128,5	67
133,7	126,1	0,4671	0,6046	0,5666	123,2	64,01
126,3	118,9	0,4694	0,6249	0,5831	117,7	60,86
118,9	111,8	0,472	0,6484	0,6015	111,8	57,51
111,6	104,7	0,4747	0,6759	0,6224	105,6	53,94

104,2	97,63	0,4777	0,7083	0,6461	99,12	50,12
96,84	90,53	0,481	0,747	0,6737	92,18	46,03
89,47	83,42	0,4846	0,7931	0,7063	84,79	41,61
82,11	76,32	0,4886	0,844	0,7461	76,86	36,86
74,74	69,21	0,479	0,6144	0,8067	68,32	32,19
67,37	62,11	0,4542	0,4532	0,9004	59,04	27,46
60	55	0,4283	0,3986	1,041	48,89	22,27

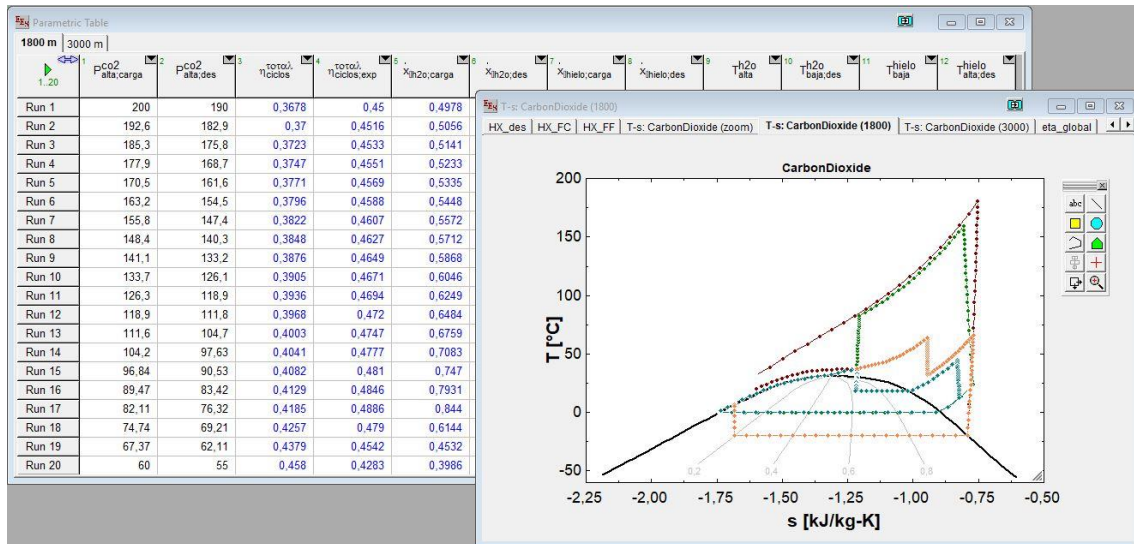


Ilustración 35: Captura del análisis paramétrico de la influencia de las presiones de alta para una profundidad de 1800 m.

Valores de presión inferiores a los de inyección/extracción necesitan de una compresión previa a la inyección en el pozo, como se puede apreciar en el diagrama T-s (línea naranja). Además, el CO₂ se inyecta a una temperatura superior a la de la formación geológica, por lo que el CO₂ experimentaría un enfriamiento en el interior del pozo, debido a que el CO₂ alcanza la temperatura baja del agua, que limita el intercambio de calor.

3.6.2 Profundidad de pozo de 3000 m.

De la misma forma, para una profundidad del pozo de 1800 metros, con un análisis paramétrico se consigue la tendencia del rendimiento al cambiar el valor de la presión de alta del CO₂ en la carga y en la descarga.

De nuevo, en la **ilustración 36** se muestra una captura del segundo análisis realizado. En la parte izquierda se muestra la combinación de presiones (en bares) de CO₂ que se ha usado, partiendo desde los valores iniciales (200 – 190) hasta valores inferiores a los de inyección/extracción, esta vez a la profundidad de 3000 metros (140 – 135). A la derecha se representa el diagrama T-s del sistema en los valores extremos.

Tabla 28: Análisis paramétrico; 3000 m.

P _{co2,alta,carga} (bar)	P _{co2,alta,des} (bar)	η _{total,exp}	x _{h2o,carga} (kg/kg)	x _{h2o,des} (kg/kg)	T _{h2o,alta} (°C)	T _{h2o,baja,des} (°C)
200	190	0,5267	0,4978	0,4489	163,9	97,73
194,5	185	0,5298	0,5035	0,4531	161	95,95
189,1	180	0,5332	0,5096	0,4575	158,1	94,12
183,6	175	0,5366	0,5161	0,4621	155,1	92,25
178,1	170	0,5402	0,5231	0,4669	152	90,32
172,6	165	0,5441	0,5305	0,472	148,8	88,34
167,2	160	0,5481	0,5385	0,4775	145,5	86,3
161,7	155	0,5523	0,5472	0,4832	142,2	84,2
156,2	150	0,5567	0,5565	0,4893	138,7	82,04
150,7	145	0,5615	0,5666	0,4958	135,1	79,8

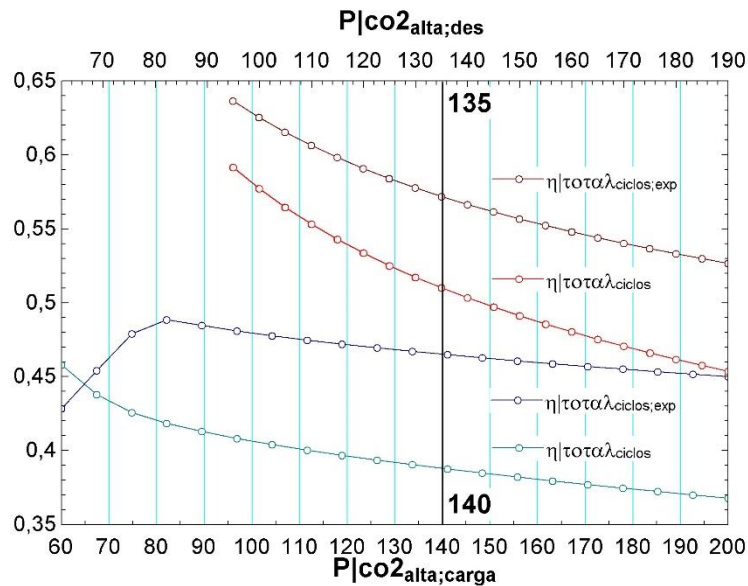


Ilustración 37: Rendimiento global del sistema con almacenamiento geotérmico en función de la presión de alta en la carga (y descarga).

Según el indicador de rendimiento global, definido en la **ecuación 6**, el rendimiento aumenta conforme bajan las presiones, esto hace evidente que las presiones optimizadas del sistema básico (**tabla 26**) no eran las óptimas de cara a evaluar el rendimiento en el sistema con almacenamiento geotérmico. Cabe mencionar que el análisis se ha realizado sobre el indicador de rendimiento global definido, que solo tiene en cuenta el trabajo desarrollado en compresor, turbina, bombas y válvulas, sin considerar directamente intercambios de calor.

3.7 Conclusiones

El sistema de almacenamiento geotérmico permite aprovechar parte del sistema básico de almacenamiento electrotérmico para el almacenamiento de CO₂ en el interior de formaciones geológicas, ampliando las posibles aplicaciones de la tecnología.

Aunque los indicadores definidos pueden no ser los ideales para evaluar el rendimiento de este sistema, en ellos se obtenía una eficiencia global en torno al 50%, valor del rendimiento global del sistema básico.

Cabe decir que esta parte del estudio ha sido realizada buscando la comparativa entre el sistema básico y el de almacenamiento geotérmico, pudiendo ver en el análisis de los parámetros de presión que los valores optimizados para el sistema base no eran los idóneos en la operación del sistema con almacenamiento geotérmico.

Una de las diferencias más notables entre el sistema de almacenamiento geotérmico y el sistema básico, es el calor intercambiado en la descarga del depósito de agua caliente, derivado de la ganancia térmica “gratuita” que experimenta el CO₂ en el interior de la formación geológica.

Este fenómeno afecta directamente a la temperatura del agua caliente tras la descarga, mucho más alta de la inicial, lo que rompe el carácter cíclico del sistema. Si bien hay que buscar una aplicación para este “sobrante” de energía y aprovechar el salto de temperatura, este desequilibrio no deja de ser energía almacenada, que es el propósito inicial.

El desequilibrio entre la temperatura del agua caliente inicial y final, se acentúa con el aumento de la profundidad de la formación geológica considerada, aunque también disminuye el trabajo de compresión necesario tras la extracción (para las presiones operación consideradas). El resultado global es una mejora de las prestaciones del sistema conforme aumenta la profundidad del pozo.

A pesar de la incertidumbre en la medida de la exactitud de las consideraciones tomadas en lo referente al proceso que experimenta el CO₂ en el interior de las formaciones geológicas y en el valor correcto de los parámetros relacionados (presiones y temperaturas de inyección/extracción), se ha conseguido modelar un sistema que, además de almacenar energía electrotérmica en depósitos de hielo y agua caliente, es capaz de almacenar (y absorber una parte, mediante la migración lateral) CO₂ en el interior de formaciones geológicas, con una eficiencia similar al sistema básico.

Las características del nuevo sistema (abierto) implican que necesita de un suministro continuo de CO₂ para hacer funcionar el ciclo de carga, y una cantidad de CO₂ almacenado (en unas determinadas condiciones) en el ciclo de descarga, lo que supone una limitación, además de las que ya tenía el sistema básico, energía de origen renovable o electricidad desde la red eléctrica para hacer funcionar el ciclo de carga, y nivel de carga suficiente en los depósitos de hielo y agua caliente para operar el ciclo de descarga.

Esto quiere decir, que para poner en funcionamiento el ciclo de carga del sistema, además de condiciones favorables en los recursos renovables, se tiene que dar además la disponibilidad de un suministro de CO₂ desde una fuente estacionaria, y para poner en marcha el ciclo de descarga, en períodos de fuerte demanda eléctrica, además de un nivel de carga suficiente en los depósitos de hielo y agua caliente, se necesita de una cantidad determinada de CO₂ almacenado en el interior de la formación geológica, en unas condiciones concretas.

Con el objetivo de eliminar este aumento de limitaciones en el funcionamiento del sistema, se propone una nueva configuración, que tenga las ventajas del almacenamiento geotérmico sin añadir las limitaciones en el funcionamiento.

4. Integración de los ciclos cerrados de CO₂ y el almacenamiento en formaciones geológicas

4.1 Análisis de la configuración del sistema

4.1.1 Configuración de los sistemas anteriores

Con el objetivo de eliminar las limitaciones en el funcionamiento del sistema de almacenamiento geotérmico, se busca una nueva configuración, que integre las características del sistema de almacenamiento termoeléctrico y las del geotérmico, con las ventajas del almacenamiento geotérmico sin añadir las limitaciones en el funcionamiento.

El sistema de almacenamiento de energía termo-eléctrico con ciclos de CO₂ transcrítico inicial (sistema básico), está formado por dos ciclos cerrados, como se muestra en la **ilustración 38**.

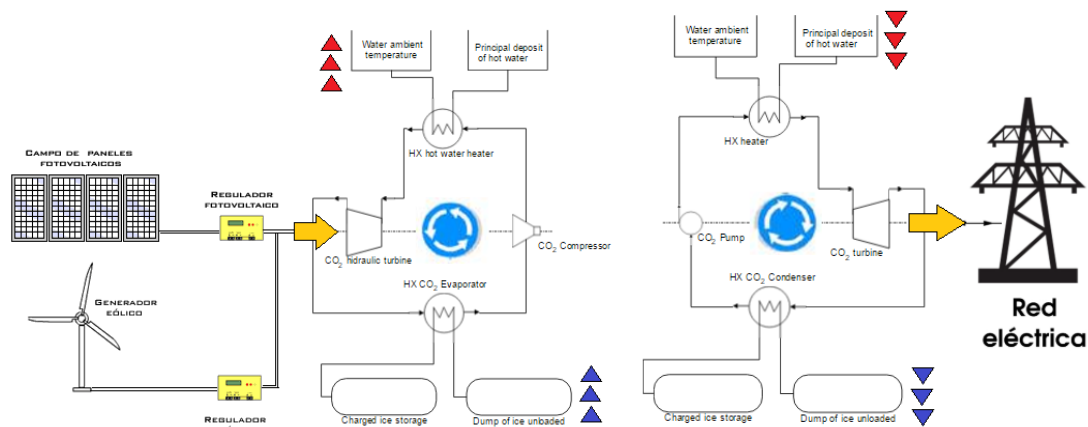


Ilustración 38: Sistema de almacenamiento de energía termo-eléctrico con ciclos de CO₂ transcríticos.

El sistema de almacenamiento de energía que incorpora almacenamiento geotérmico en formaciones geológicas está formado por dos ciclos, uno de carga y otro de descarga, aunque no son ciclos cerrados. En la **ilustración 39** se representa la configuración de este sistema.

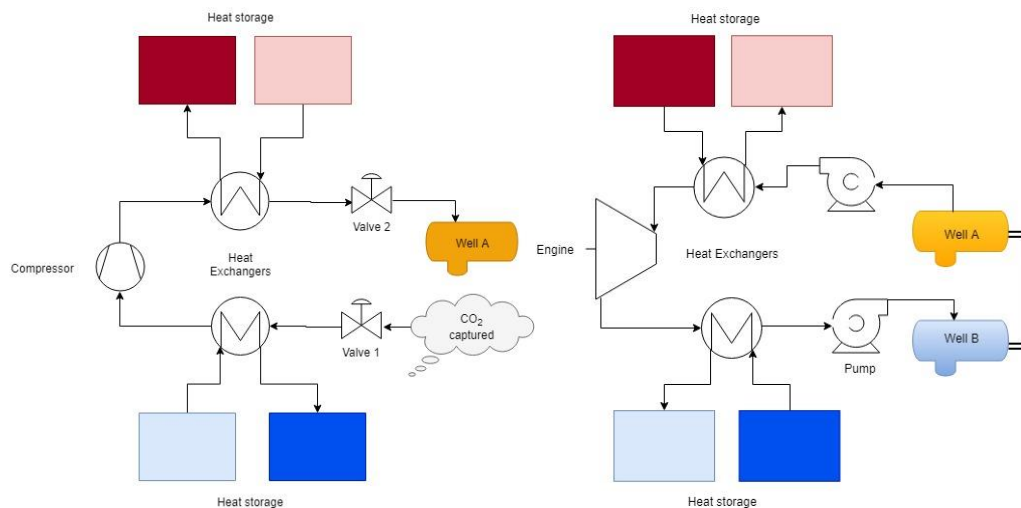


Ilustración 39: Sistema de almacenamiento de energía a gran escala en formaciones geológicas.

La siguiente configuración del sistema buscará una integración entre los ciclos cerrados de CO₂ transcríticos y el almacenamiento de energía en formaciones geológicas.

Al combinar las características de ambos sistemas, se pueden ofrecer opciones interesantes, como un suministro “constante” de CO₂ capturado en una fuente estacionaria, la posibilidad de usar un flujo de CO₂ diferente para el intercambio con el agua caliente y el hielo, al contar con un pozo en el que poder almacenar CO₂, así como la ocasión de poder trabajar con un ciclo abierto en momentos determinados.

4.1.2 Integración del almacenamiento geotérmico en serie

4.1.2.1 Ciclo cerrado de carga con doble expansión

La primera propuesta de integración consiste en cerrar el ciclo de carga tras el almacenamiento geotérmico en el pozo A, expandiendo el CO₂ que se extrae del pozo hasta la presión de baja del CO₂ en la carga.

En la parte izquierda de la **ilustración 40** se muestra un esquema del ciclo de carga, donde el almacenamiento geotérmico se introduce en medio de la expansión, dividiendo ésta en dos etapas.

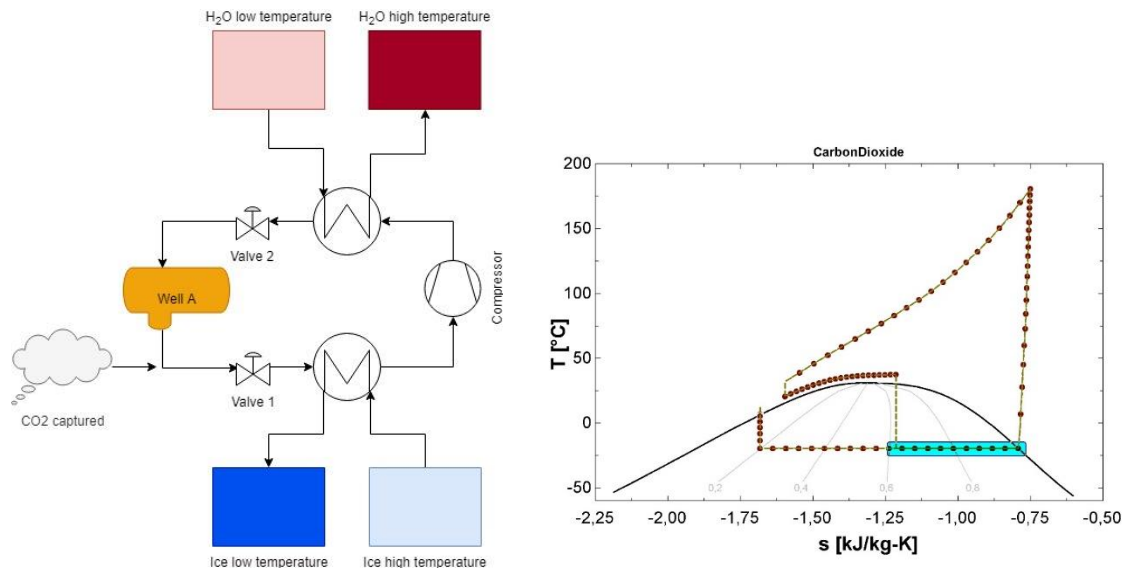


Ilustración 40: ISS. Ciclo cerrado de carga con almacenamiento geotérmico; expansión en dos etapas con almacenamiento intermedio en el pozo. Configuración y diagrama T-s.

En la parte derecha de la **ilustración 40** se representa el diagrama T-s del ciclo de carga que tendría el sistema con esta configuración. Además del ciclo cerrado, el diagrama comienza en condiciones de transporte, y tras una expansión se produce un primer intercambio de calor con el depósito de hielo.

En azul se destaca el intercambio de calor con el depósito de hielo que se produce en el ciclo cerrado, tras la segunda expansión. El aumento de temperatura en el pozo hace que la expansión se produzca en un punto desplazado a la derecha, lo que provoca que el calor intercambiado con el depósito de hielo disminuya. Además, este fenómeno se acentúa conforme aumenta la profundidad (directamente relacionado con la temperatura) del pozo A.

4.1.2.2 Ciclo cerrado de descarga con doble compresión

De forma análoga al ciclo de carga, en el ciclo de descarga se sitúa el almacenamiento geotérmico en la compresión, desarrollando ésta en dos etapas, como se muestra en la parte izquierda de la **ilustración 41**. Partiendo del CO₂ almacenado en el pozo A, tras la extracción de éste, se lleva a cabo una compresión hasta la presión de alta del CO₂ en la descarga. Tras el intercambio con el depósito de agua caliente, la expansión en la turbina y el intercambio con el depósito de hielo, el CO₂ se comprime hasta la presión de inyección en el pozo y se cierra el ciclo.

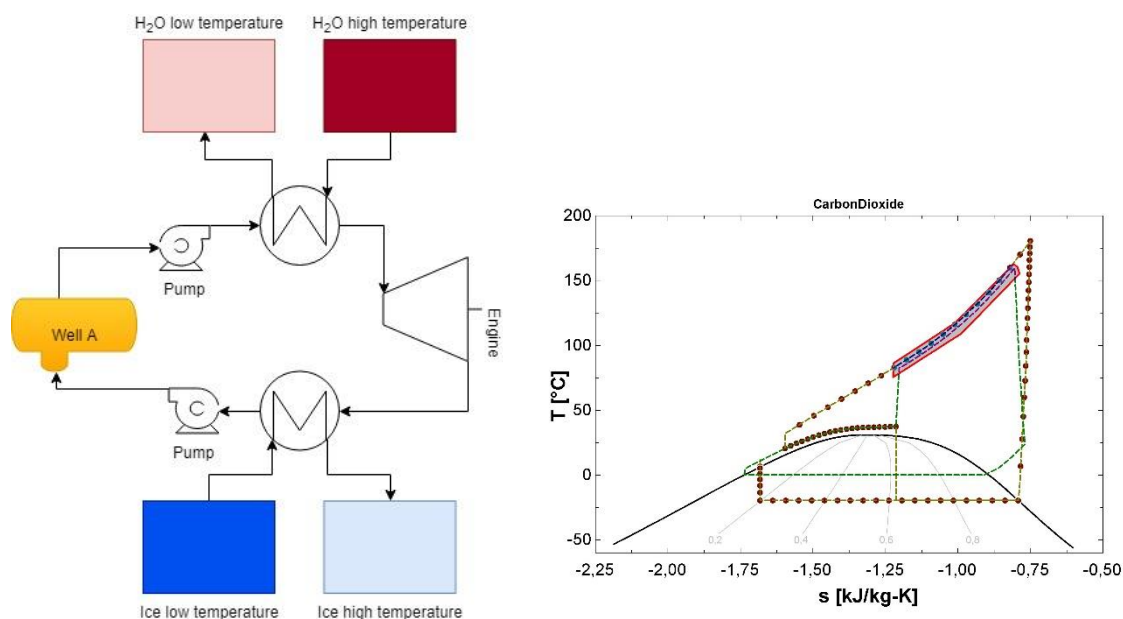


Ilustración 41: ISS. Ciclo cerrado de descarga con almacenamiento geotérmico; compresión en dos etapas con almacenamiento intermedio en el pozo.

En la parte derecha de la **ilustración 41**, se representa el diagrama T-s del ciclo de descarga descrito, sobre el diagrama T-s del ciclo de carga análogo. En rojo, se ha destacado el intercambio de calor con el depósito de agua en la descarga. Del mismo modo que en el ciclo de carga, el aumento de temperatura en el pozo hace que la compresión se produzca en un punto desplazado a la derecha, lo que provoca que el calor intercambiado con el depósito de agua disminuya. ~~tt~~ También, ~~Además~~ Además, se acentúa conforme aumenta la profundidad (directamente relacionado con la temperatura) del pozo A.

La consecuencia más evidente de este desequilibrio es que la temperatura del agua caliente del depósito “descargado” es más alta que la del depósito de agua caliente “inicial” en el ciclo de carga.

4.1.2.3 Combinación de los ciclos con el almacenamiento en serie

En la **ilustración 42** se muestran los dos ciclos cerrados descritos, con expansión y compresión en dos etapas, en carga y descarga respectivamente. En azul y rojo se han destacado los intercambios de calor que se producen tras la extracción del CO₂ del pozo A. El punto gris denota las condiciones de transporte de CO₂, que forma parte del ciclo de carga, mientras que el punto rojo se corresponde con las condiciones de extracción del CO₂ del pozo A, que es común a los dos ciclos.

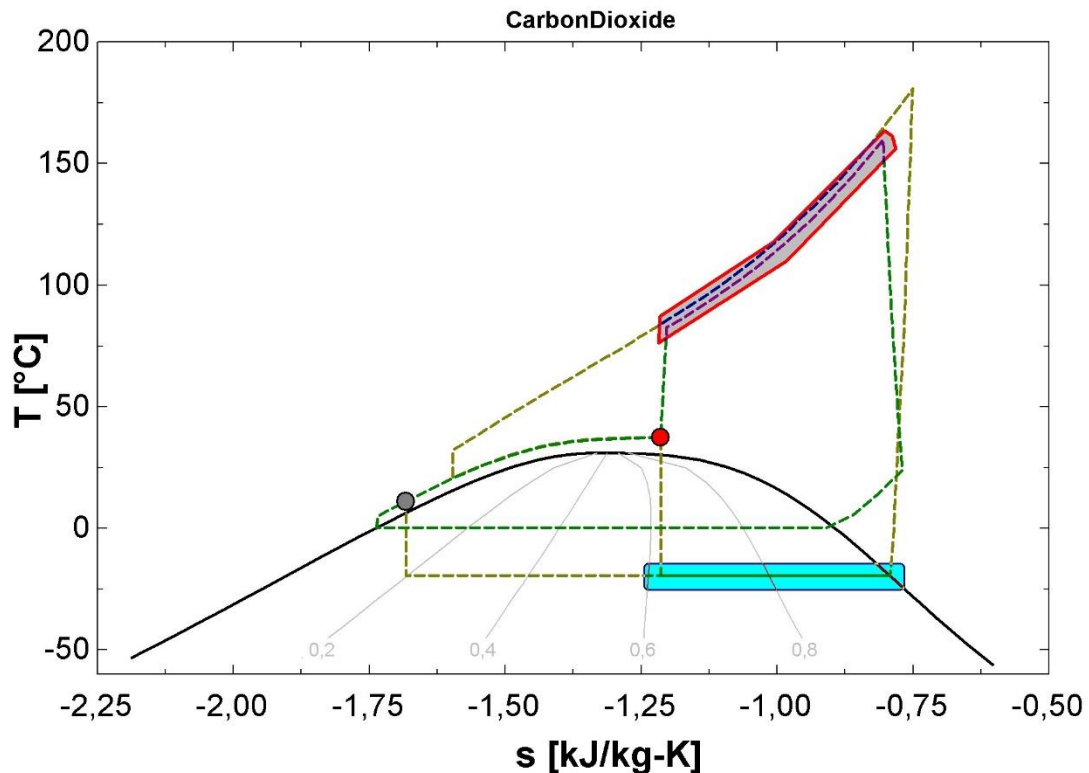


Ilustración 42: ISS. Integración del ciclo de carga y descarga con expansión y compresión en dos etapas.

Podría pensarse que, al presentar un desequilibrio en cada intercambio, el resultado global se aproxima a la descarga simultánea de ambos depósitos y el desequilibrio se compensa. Sin embargo, el desequilibrio en el intercambio se produce en la carga y el de agua caliente en la descarga, haciendo que el problema se duplique.

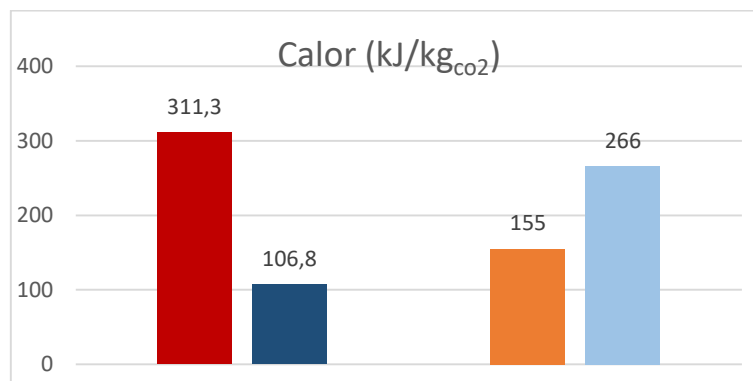


Ilustración 43: ISS. Gráfico de potencia térmica en los intercambios de calor. Ciclo de carga (izquierda) y ciclo de descarga (derecha).

En la **ilustración 43** se recogen los valores del calor intercambiado que necesita el sistema para realizar un ciclo completo de carga y descarga. Cuando se completa un ciclo completo de carga, en el depósito de agua caliente se almacena más del doble del calor que se necesita para realizar un ciclo de descarga, mientras que en el depósito de hielo ocurre lo opuesto; al completar un ciclo de carga no se almacena la suficiente energía como para poder completar el ciclo de descarga.

4.1.3 Integración del almacenamiento geotérmico en paralelo

4.1.3.1 Ciclo de carga

Con el objetivo de garantizar el intercambio de calor completo en ambos depósitos en el ciclo de carga, se mantiene la estructura original del sistema básico, y el almacenamiento geotérmico se incorpora en el mismo lugar que ocupaba en el sistema abierto, como se muestra en la **ilustración 44**.

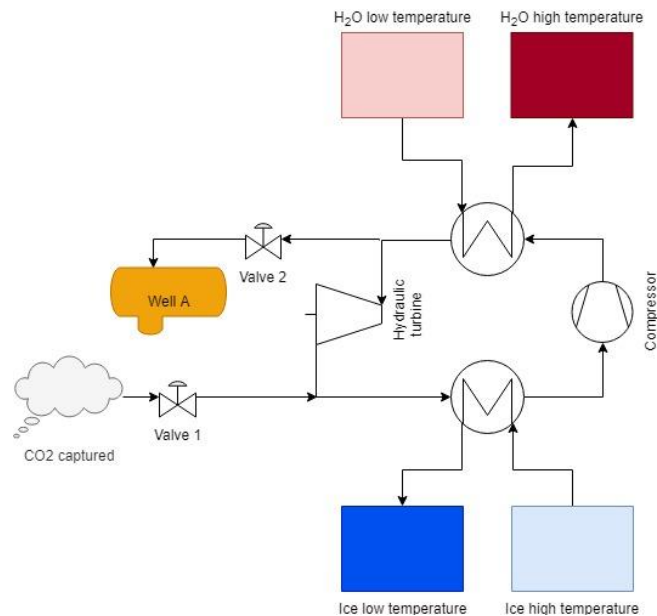


Ilustración 44: ISP. Sistema cerrado con almacenamiento geotérmico; ciclo de carga.

Con esta configuración, el sistema muestra dos formas de funcionamiento, ambas con el intercambio de calor completo en ambos depósitos; en la primera, el ciclo se comporta como el sistema básico original, con el fluido expandiéndose en la turbina hidráulica, en la segunda, el ciclo es el del sistema abierto, con una expansión en dos etapas y el almacenamiento final del CO₂ en el pozo A.

4.1.3.2 Ciclo de descarga

De la misma forma que en el apartado anterior, se presenta la configuración original del ciclo de descarga del sistema básico, y en el mismo lugar que en el sistema abierto, se incorpora el almacenamiento geotérmico, como se representa en la **ilustración 45**.

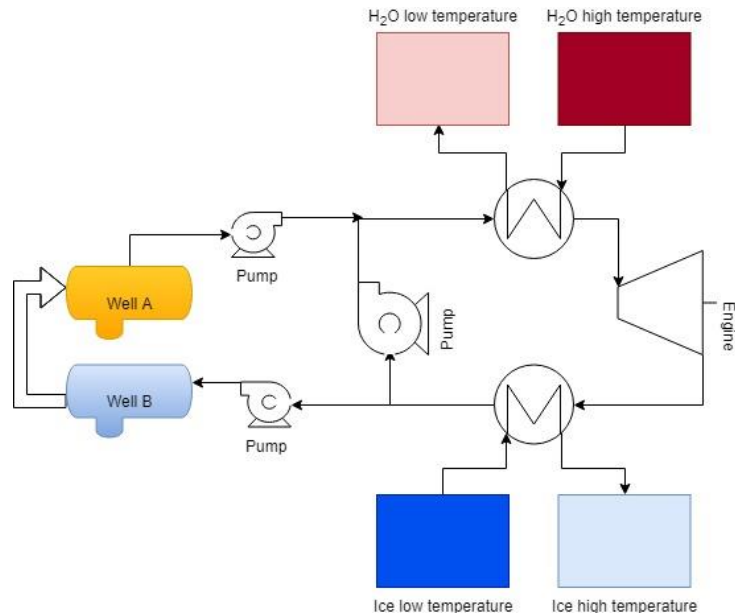


Ilustración 45: ISP. Sistema cerrado con almacenamiento geotérmico; ciclo de descarga.

De nuevo, el sistema muestra dos modos de funcionamiento, el ciclo de descarga cerrado del sistema básico y la descarga del almacenamiento geotérmico del sistema abierto.

4.1.4 Conclusiones

La primera propuesta consistía incluir el almacenamiento geotérmico durante la expansión en la carga y la compresión en la descarga, de forma que dividía los procesos en dos etapas, integrando el almacenamiento geotérmico en serie, sin que se pueda realizar uno sin el otro.

Esta configuración permite operar el sistema de forma abierta y cerrada durante la carga, pues puede funcionar con alimentación continua de CO₂ desde una fuente estacionaria y operar de forma cíclica extrayendo e inyectando el CO₂ en la formación geológica. Hay que tener en cuenta que las condiciones del CO₂ extraído pueden variar, por el tipo de proceso que se desarrolla en el interior del pozo, de modo que no asegura que la evolución del CO₂ durante el ciclo sea la representada. Esto último ocurre de la misma forma en el ciclo de descarga.

Además, cuando se combinan el ciclo de carga y descarga en serie, los desequilibrios producidos en los intercambios de calor, por la ganancia térmica en el interior de la formación geológica no se compensan, si no que se suman, haciendo que, en cada ciclo de carga, la temperatura del hielo descienda una cuarta parte de lo que aumenta en cada ciclo de descarga.

La segunda opción considerada combinaba las diferencias en el esquema del sistema básico (BS) y del sistema geotérmico (GSS) aprovechando los aspectos comunes. Esto proporciona un camino alternativo que cierra el ciclo, que puede ser utilizado cuando no hay disponibilidad en el suministro de CO₂ desde una fuente estacionaria, eliminando la limitación en el funcionamiento. Lo mismo ocurre en el ciclo de descarga, donde se cierra el ciclo mediante la bomba original.

En cuanto al desequilibrio en los intercambios de calor que se sumaban en los ciclos en serie, en esta ocasión solo se produce el desequilibrio en la descarga del depósito de

agua caliente, lo que supone un “excedente” de energía almacenada, al igual que ocurría en el sistema de almacenamiento geotérmico (GSS).

De esta manera la configuración final (FIS) elegida es la que integra el almacenamiento geotérmico (GSS) en paralelo al sistema básico (BS).

4.2 Modos de funcionamiento del sistema con almacenamiento geotérmico en paralelo

4.2.1 Ciclo de carga cerrado

Cuando el sistema funciona como ciclo de carga cerrado, el proceso se desarrolla de la misma manera que en el sistema básico de dos ciclos transcríticos de CO₂, como se muestra en la **ilustración 46**.

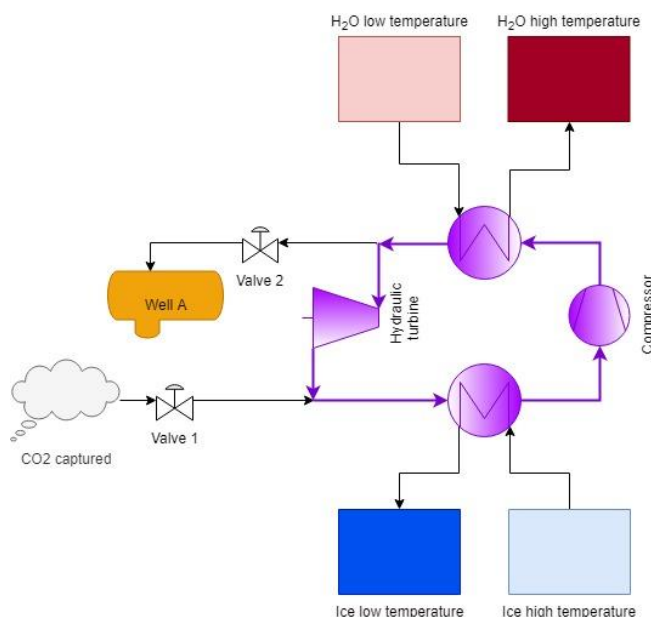


Ilustración 46: FIS. Sistema que integra en ciclo cerrado y el abierto con almacenamiento geotérmico funcionando como ciclo de carga cerrado.

Con el suministro de CO₂ en condiciones de transporte y la entrada al pozo A cerrados, el CO₂ pasa por el compresor, que eleva la presión hasta alcanzar la presión alta de carga, se enfría en condiciones supercríticas al ceder calor al agua (cargando el depósito de agua caliente), se expande en la turbina hidráulica y absorbe calor del depósito de hielo, evaporándose hasta alcanzar el punto de vapor saturado, en el que vuelve a entrar en el compresor, iniciándose de nuevo el ciclo.

4.2.2 Ciclo de carga abierto con almacenamiento geotérmico

Si el sistema que integra el ciclo cerrado y el ciclo abierto con almacenamiento geotérmico como funciona como ciclo abierto, el proceso es el mismo que el del sistema abierto con almacenamiento geotérmico, como se representa en la **ilustración 47**

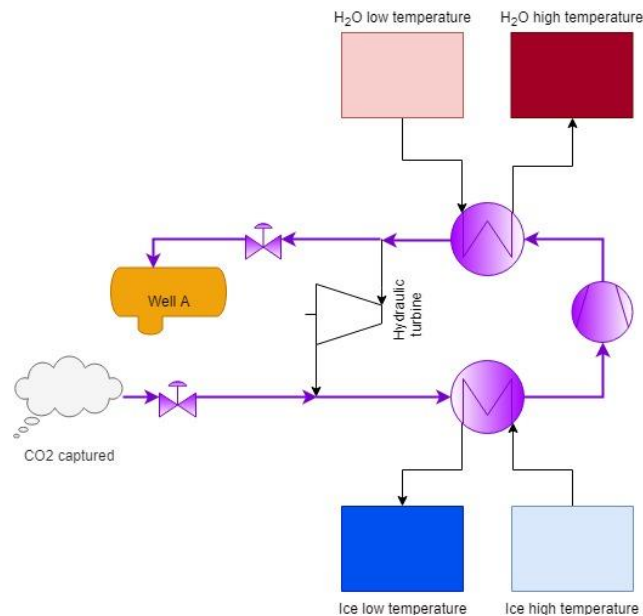


Ilustración 47: FIS. Sistema que integra en ciclo cerrado y el abierto con almacenamiento geotérmico funcionando como ciclo de carga abierto.

El CO₂ llega a la planta en condiciones de transporte, se expande hasta la presión baja de carga, y tras realizar el intercambio con los depósitos de hielo y agua (carga completa de ambos depósitos y paso intermedio por el compresor para elevar la presión hasta la presión alta de carga) se expande hasta la presión de inyección del pozo A, que depende de la profundidad de la formación geológica, finalizando con el almacenamiento del CO₂.

4.2.3 Ciclo de descarga cerrado

Al igual que el ciclo de carga cerrado, cuando el sistema funciona como ciclo de descarga cerrado presenta las mismas condiciones que el ciclo de descarga del sistema básico, como se muestra en la **ilustración 48**.

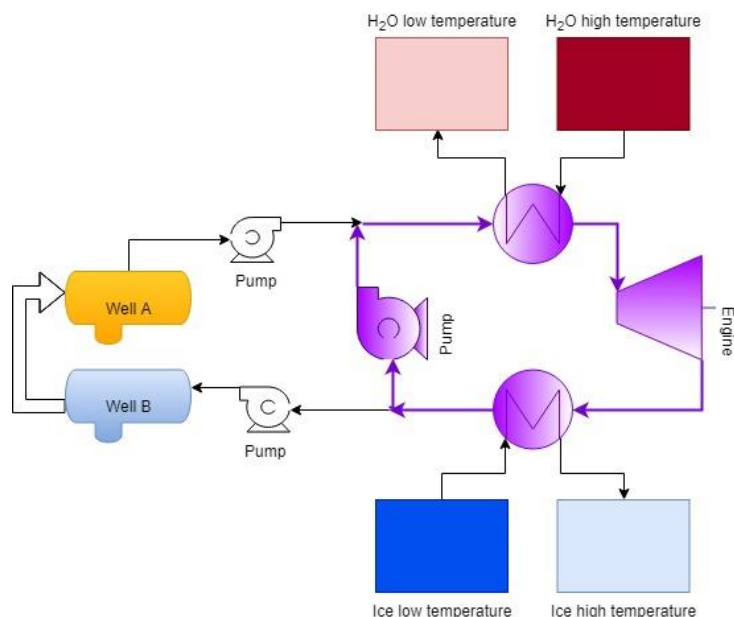


Ilustración 48: FIS. Sistema que integra en ciclo cerrado y el abierto con almacenamiento geotérmico funcionando como ciclo de descarga cerrado.

Con la salida del pozo A y la entrada al pozo B cerradas, el CO₂ circula de forma cíclica por el sistema que forman intercambiadores de calor, bomba y turbina.

4.2.4 Ciclo de descarga abierto con almacenamiento geotérmico

Cuando el sistema funciona con el ciclo abierto de descarga, el esquema es el mismo que el del sistema abierto con almacenamiento geotérmico, como muestra la **ilustración 49**.

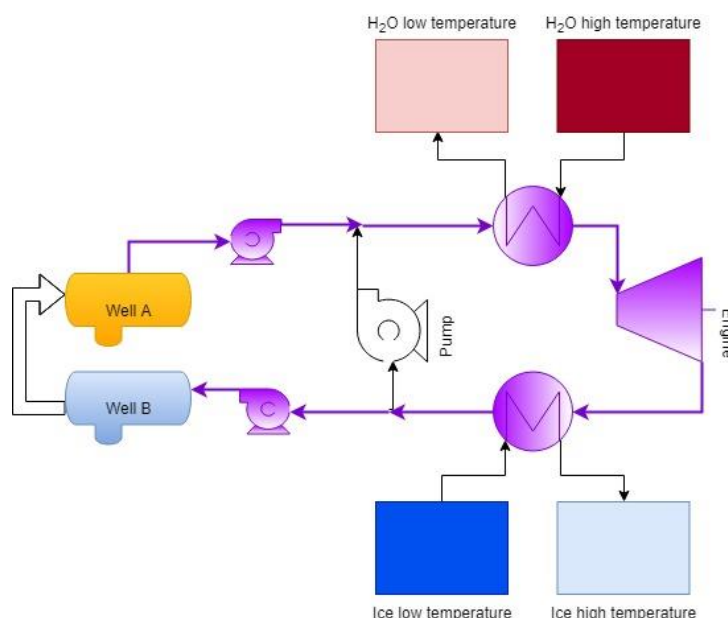


Ilustración 49: FIS. Sistema que integra en ciclo cerrado y el abierto con almacenamiento geotérmico funcionando como ciclo de descarga abierto.

Al abrir la salida de CO₂ del pozo A, comienza la extracción de éste, que pasa por una bomba para elevar la presión hasta la presión de alta en la descarga. En la descarga del depósito de agua caliente, el agua no llega hasta la temperatura inicial, pues el CO₂ entra en el intercambio tras elevar su temperatura en el interior del pozo A. Tras la expansión en la turbina y la descarga completa del depósito de hielo, el CO₂ se comprime para alcanzar la presión de inyección del pozo B.

4.3 Modelado del sistema con almacenamiento geotérmico en paralelo

4.3.1 Parámetros que caracterizan el sistema

4.3.1.1 Constantes

- Rendimiento de los equipos

Como en los dos sistemas anteriores, las máquinas hidráulicas y térmicas consideradas tienen el rendimiento que se muestra en la **tabla 29**.

Tabla 29: FIS. Rendimiento de los equipos [7]

Descripción		
Rendimiento del compresor	$\eta_{\text{compresor}}$	0,86
Rendimiento de la turbina hidráulica	$\eta_{\text{hidraulica}}$	0,85
Rendimiento de válvulas	η_{valvula}	1

Rendimiento de la bomba	η_{bomba}	0,85
Rendimiento de la turbina	$\eta_{turbina}$	0,88

- **Condiciones de inicio de las compresiones.**

Del mismo modo, en cuanto a la entrada en compresores y bombas, el fluido será vapor (compresor) o líquido (bombas), nunca dentro de la campana de saturación, como se recoge en la **tabla 30**.

Tabla 30: FIS. Condiciones de entrada en procesos de compresión.

Descripción		Título
Título del CO ₂ en la entrada del compresor	X _{CO2,in,compresor}	1
Título del CO ₂ en la entrada de la bomba	X _{CO2,in,bomba}	0

4.3.1.2 Variables

- **Transporte del CO₂.**

Las condiciones en las que se recibe el CO₂ capturado se presentan en la **tabla 31**. Son las mismas que las del sistema abierto, con una temperatura alrededor de los 12°C, que es la temperatura del terreno, temperatura a la cual seguramente tengamos el CO₂ durante la mayor parte del proceso de transporte, teniendo en cuenta el coeficiente de intercambio térmico terreno–tubería. La presión de transporte estará alrededor de los 100 bar, dependiendo de la longitud de la tubería.

Tabla 31: FIS. Condiciones de transporte del CO₂ capturado. [8]

Descripción		Valor	Unidades
Título del CO ₂ capturado	X _{CO2,capturado}	0	
Temperatura del CO ₂ capturado	T _{CO2,capturado}	12	°C
Presión del CO ₂ capturado	P _{CO2,capturado}	100	Bar

- **Parámetros de presión.**

Los valores de presión entre los que trabajan el compresor y la turbina son los del sistema básico, y se muestran de nuevo en la **tabla 32**.

Dependiendo de las condiciones de transporte (presión y temperatura) se usará una válvula de expansión para adaptar el CO₂ a las características demandadas por el ciclo de CO₂ transcrítico, como se hacía en el sistema abierto.

Tabla 32: FIS. Valores de presión entre los que trabajan compresor (carga) y turbina (descarga). [7]

Descripción		Bares
Presión de alta del CO ₂ en la carga	P _{CO2,alta,carga}	200
Presión de baja del CO ₂ en la carga	P _{CO2,baja,carga}	35
Presión de alta del CO ₂ en la descarga	P _{CO2,alta,des}	190
Presión de baja del CO ₂ en la descarga	P _{CO2,baja,des}	20

- **Condiciones iniciales de los depósitos de agua y hielo.**

Se consideran los mismos valores que en los dos sistemas anteriores, recogidos en la **tabla 33**. El estado del agua caliente y del hielo establecen como serán los intercambios de calor, pues ya están definidas las condiciones de entrada del CO₂, que definen el punto de inicio del proceso, y el rendimiento de los equipos, caracterizando las líneas de compresión y expansión del fluido.

Tabla 33: FIS. Estado inicial de los depósitos [7]

Descripción			
Presión del agua	P _{H2O}	100	Bares
Temperatura inicial del agua	T _{H2O,baja}	15	°C
Presión del hielo	P _{hielo}	100	Bares
Temperatura inicial del hielo	T _{H2O,alta}	-5	°C

- Pozos de almacenamiento del CO₂.

En esta simulación, se consideran dos profundidades de pozo, la profundidad mínima para evitar el cambio de fase cuando el CO₂ asciende en el pozo, de 1800 metros, y la profundidad máxima, impuesta por el coste económico, de 3000 metros de profundidad. El CO₂ debe llegar a la entrada del depósito con unos valores de presión mínimos y las condiciones de extracción del pozo A son función de la profundidad, como se muestra en la **tabla 34**.

Tabla 34: FIS. Condiciones del CO₂ del pozo A. [5]

Profundidad	Presión de extracción	Temperatura de extracción	Presión de inyección
1800 m	83,4 bar	37,6°C	90 bar
3000 m	135 bar	71,1°C	140 bar

En cuanto al pozo B, para los límites de profundidad del yacimiento de 1800 – 3000 metros, los valores de presión de 5 a 6 MPa y temperaturas de 10 a 20°C proporcionan las condiciones para el desarrollo de un termosifón. Las condiciones se muestran en la **tabla 35**.

Tabla 35: FIS. Condiciones de inyección en el pozo B. [5]

Profundidad	Presión de inyección
1800-3000 m	50 bar

4.3.2 Simulación del sistema (EES)

4.3.2.1 Descripción del código

Para poder trabajar con los dos modos de funcionamiento que tiene cada ciclo, el código hace un recorrido por ambos, como si de un único proceso continuo se tratara.

Este sistema, no incorpora ningún nuevo proceso, ya han sido todos definidos en la simulación de los dos sistemas anteriores: ["Procedure 'nombre_procedimiento' ('variable_entrada_1';... : 'variable_salida_1';...)"]. La estructura de los procesos de expansión, compresión, intercambio de calor CO₂-Agua e intercambio de calor CO₂-Hielo están definidos en la **tabla 7**, mientras que la del proceso de calentamiento y expansión en el interior de las formaciones geológicas se recoge en la **tabla 20**.

Los datos derivados de la simulación se incorporan a las “lookup tables”, como se muestra en las **ilustraciones 50 y 51**, para poder representar la evolución del fluido en el interior de las formaciones geológicas.

	CARGA_co2	DES_co2	HX_h2o	HX_hielo	P-h	
Row 1	100	12	-284	-1,683	100	
Row 2	96	11,65	-284,4	-1,683	100	
Row 3	92	11,3	-284,9	-1,683	100	
Row 4	88	10,94	-285,3	-1,683	100	
Row 5	84	10,58	-285,8	-1,683	100	
Row 6	80	10,21	-286,2	-1,683	100	
Row 7	76	9,845	-286,7	-1,683	100	
Row 8	72	9,472	-287,1	-1,683	-100	
Row 9	68	9,095	-287,5	-1,683	-100	
Row 10	64	8,714	-288	-1,683	-100	
Row 11	60	8,328	-288,4	-1,683	-100	
Row 12	56	7,936	-288,9	-1,683	-100	
Row 13	52	7,54	-289,3	-1,683	-100	
Row 14	48	7,138	-289,8	-1,683	-100	
Row 15	44	6,731	-290,2	-1,683	-100	
Row 16	40	5,3	-290,7	-1,683	0,01313	
Row 17	36	1,231	-291,2	-1,683	0,05506	
Row 18	32	-3,187	-292	-1,683	0,0936	
Row 19	28	-8,033	-292,9	-1,683	0,1297	
Row 20	24	-13,42	-294,1	-1,683	0,1642	
Row 21	20	-19,5	-295,6	-1,683	0,1977	

Ilustración 50: FIS. Datos almacenados en la simulación del primer proceso en carga (expansión) y descarga (compresión).

Row 181	90	20,7	-260,2	-1,597	100
Row 182	89,67	22,69	-254,4	-1,577	100
Row 183	89,34	24,58	-248,6	-1,557	100
Row 184	89,01	26,36	-242,8	-1,538	100
Row 185	88,68	28,02	-237	-1,518	100
Row 186	88,35	29,55	-231,2	-1,499	100
Row 187	88,02	30,94	-225,4	-1,48	100
Row 188	87,69	32,19	-219,6	-1,461	100
Row 189	87,36	33,28	-213,8	-1,441	100
Row 190	87,03	34,21	-208	-1,422	100
Row 191	86,7	34,99	-202,2	-1,403	100
Row 192	86,37	35,61	-196,4	-1,384	100
Row 193	86,04	36,11	-190,6	-1,365	100
Row 194	85,71	36,48	-184,8	-1,346	100
Row 195	85,38	36,75	-179	-1,328	100
Row 196	85,05	36,95	-173,2	-1,309	100
Row 197	84,72	37,11	-167,4	-1,29	100
Row 198	84,39	37,23	-161,6	-1,271	100
Row 199	84,06	37,34	-155,8	-1,252	100
Row 200	83,73	37,46	-150	-1,233	100
Row 201	83,4	37,6	-144,2	-1,214	100

Ilustración 51: FIS. Datos almacenados en la simulación del sexto y último proceso en carga (pozo A) y descarga (pozo B).

4.3.2.2 Esquema de las relaciones en la simulación

El mapa de navegación del código programado para el ciclo de carga se muestra en la **ilustración 52**. El programa pasa por diez procedimientos en el ciclo de carga (dos veces cada intercambio de calor y compresión, tres expansiones y un pozo). En la zona derecha se ha resaltado la parte del código que se corresponde con un ciclo cerrado.

El código de colores se corresponde con el de las simulaciones anteriores, con las variables definidas inicialmente en verde.

El primer intercambio de calor con el depósito de hielo es el que se produce tras la expansión del CO₂ en condiciones de transporte, como el del sistema abierto con almacenamiento geotérmico, mientras que el segundo es el del ciclo cerrado. Los intercambios de calor con el depósito de agua caliente y las dos compresiones son iguales.

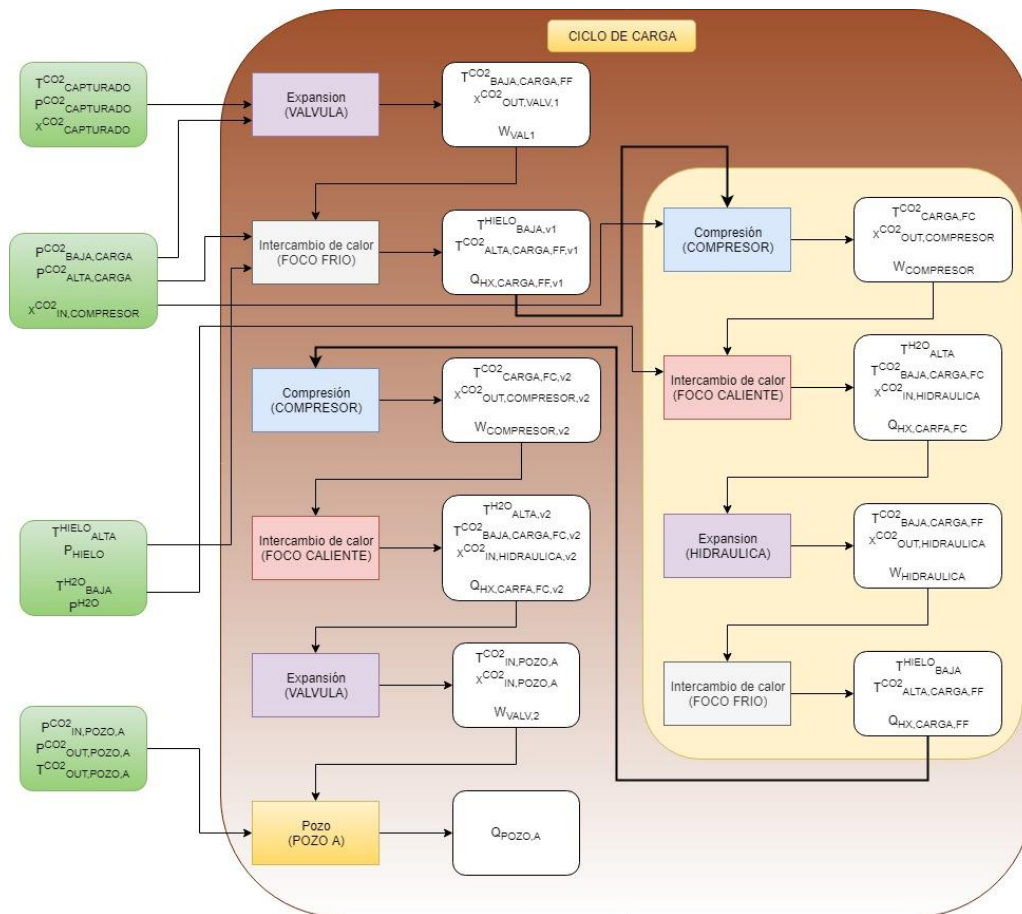


Ilustración 52: FIS. Esquema de la simulación del ciclo de carga del sistema cerrado con el almacenamiento geotérmico en paralelo.

De igual forma, el código programado para el ciclo de descarga se muestra en la **ilustración 53**. También consta de diez procedimientos, y la parte que se corresponde con el ciclo cerrado se destaca en la zona derecha.

El primer intercambio de calor con el depósito de agua es exactamente igual que el que se producía en el sistema abierto con almacenamiento geotérmico, pues se produce tras la extracción del CO₂ del pozo A, por lo que es diferente al del ciclo cerrado. Los dos intercambios de calor con el depósito de hielo, al igual que las dos expansiones en la turbina, son idénticos.

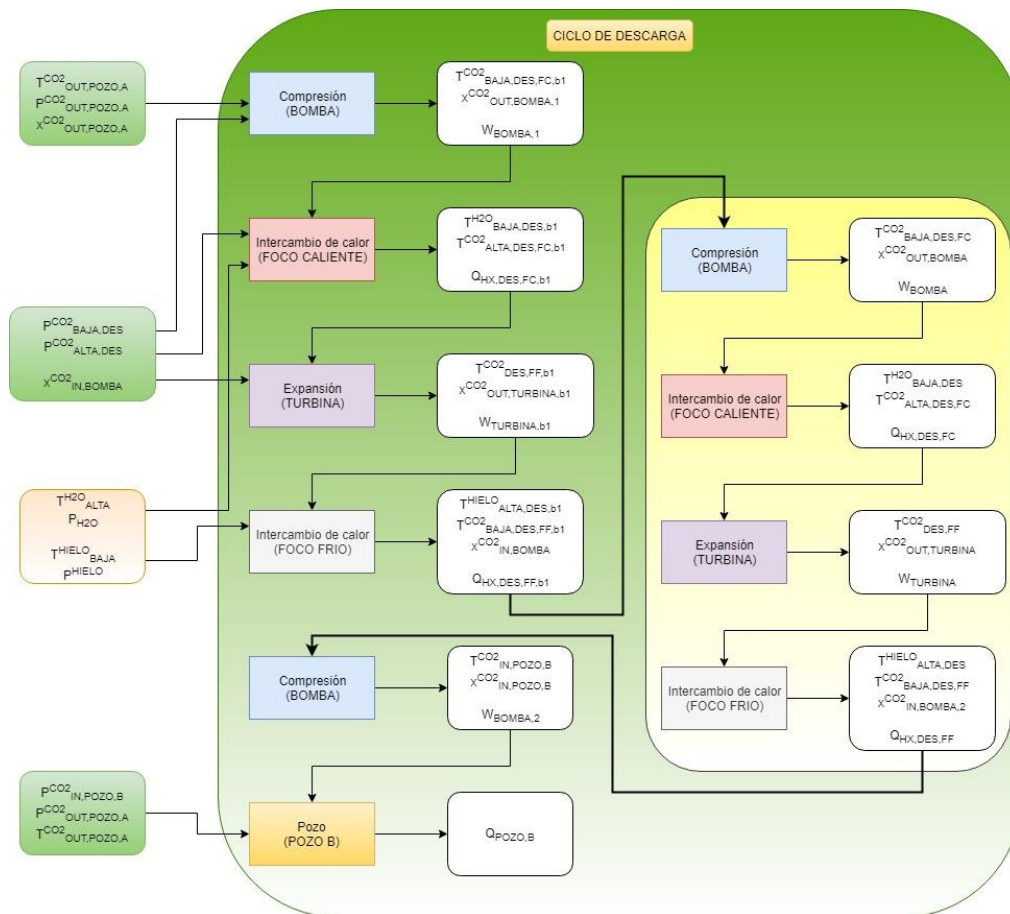


Ilustración 53: FIS. Esquema de la simulación del ciclo de descarga del sistema cerrado con el almacenamiento geotérmico en paralelo.

4.3.2.3 Simulación del sistema

En la **tabla 36** se muestra el valor de los parámetros que intervienen en el ciclo de carga, para dos profundidades de pozo distintas. Como en las simulaciones anteriores, se considera un gasto másico unitario de CO₂, por lo que el gasto másico de hielo y agua en los intercambios de calor está expresado en kg/s por cada kg/s de CO₂.

Tabla 36: FIS. Parámetros del ciclo de carga del sistema cerrado.

Descripción	Símbolo	Unidad		
Profundidad del pozo A	h_A	1800	3000	m
Gasto másico del CO ₂ en la carga	mCO ₂ ,carga	1	1	kg/s
Gasto másico de hielo en la carga	mHielo,carga	9,374	9,374	kg/s
Gasto másico de hielo (intercambio inicial)	mHielo,carga,ca	10,58	10,58	kg/s
Gasto másico de agua en la carga	mH ₂ O,carga	0,498	0,498	kg/s
Temperatura de transporte del CO ₂	T _{CO2,transporte}	12	12	°C
Título del CO ₂ tras expandir en válvula	X _{CO2,out,valvula,1}	0,198	0,198	
Título del CO ₂ tras expandir en hidráulica	X _{CO2,out,hidraulica}	0,289	0,289	
Temperatura del CO ₂ tras la expansión	T _{CO2,baja,carga,FF}	-19,5	-19,5	°C
Temperatura del CO ₂ entrada compresor	T _{CO2,alta,carga,FF}	-19,5	-19,5	°C
Temperatura del CO ₂ salida compresor	T _{CO2,alta,carga,FC}	180,9	180,9	°C
Temperatura del CO ₂ antes de la expansión	T _{CO2,baja,carga,FC}	32	32	°C
Temperatura de inyección en pozo A	T_{CO2,in,pozo,A}	20,7	26,26	°C
Temperatura alta del hielo (inicial)	T _{Hielo,alta}	-5	-5	°C

Temperatura baja del hielo	$T_{\text{Hielo,baja}}$	-15,5	-15,5	°C
Temperatura baja del agua caliente (inicial)	$T_{\text{H}_2\text{O,baja}}$	15	15	°C
Temperatura alta del agua caliente	$T_{\text{H}_2\text{O,alta}}$	163,9	163,9	°C
Diferencia de temperatura mínima con hielo	$DT_{\text{min,carga,FF}}$	4	4	°C
Diferencia de temperatura mínima con agua	$DT_{\text{min,carga,FC}}$	3,69	3,69	°C

En la **tabla 37** se recogen los parámetros que intervienen en el ciclo de descarga. De forma análoga, se establece un gasto másico unitario de CO₂ y los gastos másicos de agua y hielo están expresados en kg/s por kg/s de CO₂.

Tabla 37: FIS. Parámetros del ciclo de descarga del sistema cerrado.

Descripción	Símbolo	Unidad		
Profundidad del pozo A	h_A	1800	3000	m
Gasto másico de CO ₂ en la descarga	$m_{\text{CO}_2,\text{des}}$	1	1	kg/s
Gasto másico de agua en la descarga	$m_{\text{H}_2\text{O},\text{des}}$	0,524	0,524	kg/s
Gasto másico de agua (intercambio inicial)	$m_{\text{H}_2\text{O},\text{des,ca}}$	0,473	0,449	kg/s
Gasto másico de hielo en la descarga	$m_{\text{Hielo},\text{des}}$	9,704	9,704	kg/s
Temperatura de extracción en pozo A	$T_{\text{CO}_2,\text{out,pozo,A}}$	37,6	71,1	°C
Temperatura del CO₂ tras el bombeo inicial	$T_{\text{CO}_2,\text{baja,des,FC,ca}}$	82,55	93,73	°C
Temperatura del CO ₂ tras el bombeo	$T_{\text{CO}_2,\text{baja,des,FC}}$	12,91	12,91	°C
Temperatura del CO ₂ que entra en turbina	$T_{\text{CO}_2,\text{alta,des,FC}}$	159,9	159,9	°C
Temperatura del CO ₂ que sale de turbina	$T_{\text{CO}_2,\text{alta,des,FF}}$	24,01	24,01	°C
Temperatura del CO ₂ a bombear	$T_{\text{CO}_2,\text{baja,des,FF}}$	0,162	0,162	°C
Temperatura de inyección en pozo B	$T_{\text{CO}_2,\text{in,pozo,B}}$	1,54	1,54	°C
Temperatura alta del agua caliente	$T_{\text{H}_2\text{O,alta}}$	163,9	163,9	°C
Temperatura baja del agua caliente (final)	$T_{\text{H}_2\text{O,baja,des}}$	16,91	16,91	°C
Temperatura baja del agua caliente (tras bombeo)	$T_{\text{H}_2\text{O,baja,des,ca}}$	86,55	97,73	°C
Temperatura baja del hielo	$T_{\text{Hielo,baja}}$	-15,5	-15,5	°C
Temperatura alta del hielo (final)	$T_{\text{Hielo,alta,des}}$	-2,08	-2,08	°C
Diferencia de temperatura mínima con agua	$DT_{\text{min,des,FC}}$	3,52	3,52	°C
Diferencia de temperatura mínima con hielo	$DT_{\text{min,des,FF}}$	4,21	4,21	°C

Como era de esperar, en las tablas se combinan los mismos valores que se obtenían las simulaciones del sistema básico y del sistema abierto con almacenamiento geotérmico, puesto que el nuevo sistema es una combinación de ambos.

El intercambio de calor con ambos depósitos vuelve a estar ‘equilibrado’, aunque no son valores exactamente iguales, son razonablemente parecidos, en la parte que corresponde con el ciclo cerrado.

En la **ilustración 54** se representa el intercambio de calor del ciclo cerrado con el depósito de agua, mostrando la carga en la parte izquierda y la descarga en la parte derecha de la imagen.

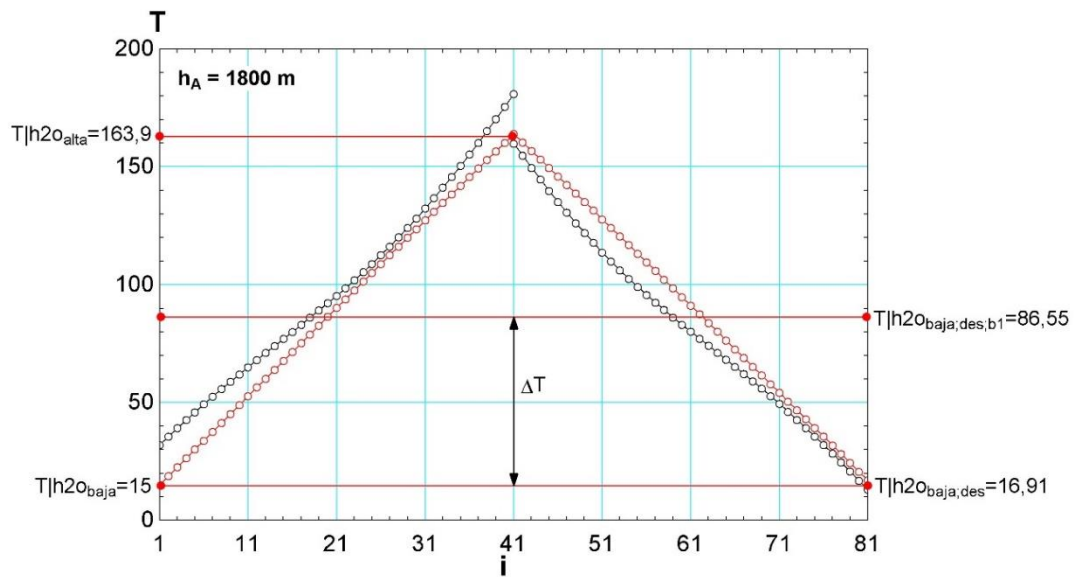


Ilustración 54: FIS. Intercambios CO₂-Agua (carga-descarga) con una profundidad del pozo A de 1800 m.

Además, se representa con una línea roja la temperatura del agua (86,55°C) tras el intercambio que corresponde con el ciclo abierto de descarga, para poder apreciar la diferencia de temperatura (ΔT) con el intercambio completo cuando la profundidad del pozo A es de 1800 m.

En la **ilustración 55** se muestra el intercambio de calor del ciclo cerrado (el del ciclo abierto es igual) con el depósito de hielo, con la carga en la parte izquierda y la descarga en la parte derecha.

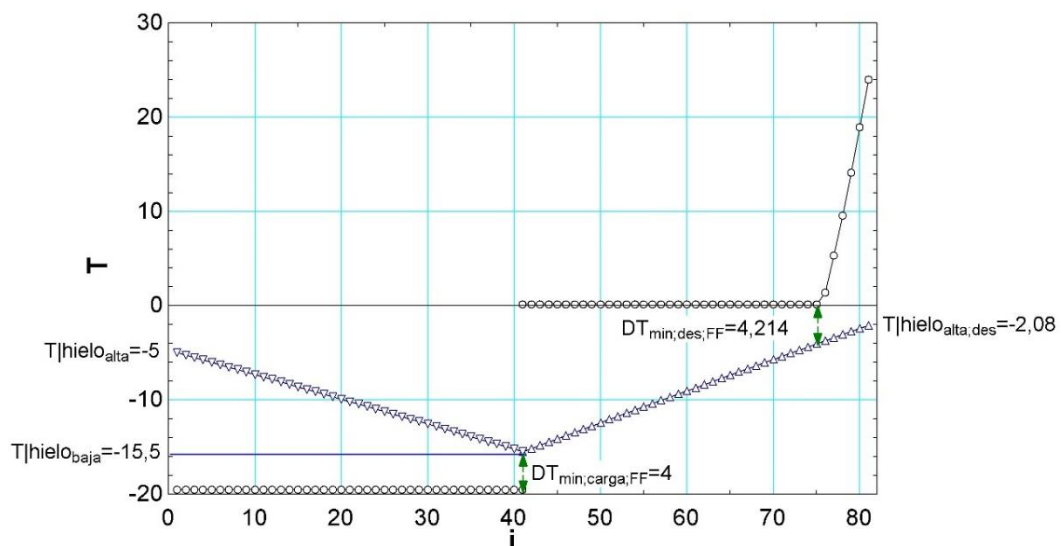


Ilustración 55: FIS. Intercambios CO₂-hielo (carga-descarga), con una profundidad del pozo A de 1800 m.

También se aprecia el punto donde se produce la diferencia mínima de temperaturas en el intercambio, representado con una línea verde discontinua.

El diagrama T-s de la simulación completa se muestra en la **ilustración 56**, respetando el código de colores e simulaciones anteriores, con el ciclo de carga (marrón) y el ciclo de descarga (verde). Además, se destacan los puntos donde empiezan y terminan los

procesos, resaltando en un color más claro los que se corresponden con el ciclo cerrado de carga (amarillo) y de descarga (verde claro).

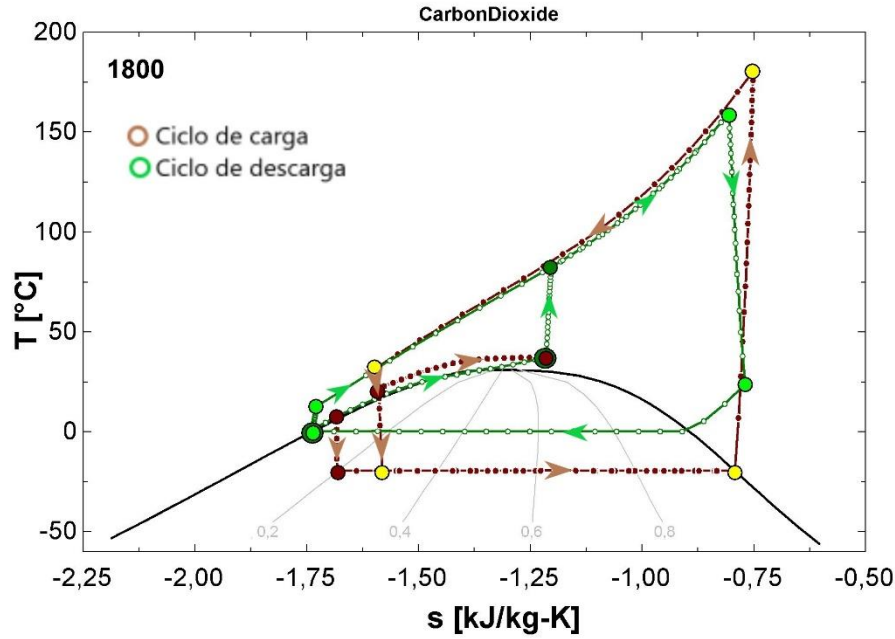


Ilustración 56: FIS. Diagrama T-s completo de la integración del sistema cerrado y abierto con almacenamiento geotérmico.

4.3.2.4 Resultados

Para analizar los resultados del sistema que integra el ciclo cerrado y el ciclo abierto con almacenamiento geotérmico se definen indicadores diferentes para cada modo de funcionamiento. Para el ciclo cerrado se usan los mismos indicadores de rendimiento que se usaban en el sistema básico, y se recogen de nuevo en las **ecuaciones 7-9**.

$$COP_{\text{carga, cerrado}} = \frac{Q_{\text{hx, carga, FC}} + Q_{\text{hx, carga, FF}}}{W_{\text{compresor}} - W_{\text{hidraulica}}}$$

Ecuación 7: Rendimiento del ciclo de carga funcionando como ciclo cerrado.

$$\eta_{\text{descarga, cerrado}} = \frac{W_{\text{turbina}} - W_{\text{bomba}}}{Q_{\text{hx, des, FC}} + Q_{\text{hx, des, FF}}}$$

Ecuación 8: Rendimiento del ciclo de descarga funcionando como ciclo cerrado.

$$\eta_{\text{total, cerrado}} = \frac{W_{\text{turbina}} - W_{\text{bomba}}}{W_{\text{compresor}} - W_{\text{hidraulica}}}$$

Ecuación 9: Rendimiento global del sistema funcionando como ciclo cerrado.

Para el ciclo abierto se utilizan indicadores (**ecuaciones 10-12**) parecidos a los que se usaban en el sistema abierto con almacenamiento geotérmico, pero la modificación de valorar el calor que gana el CO₂ en el interior del pozo durante el ciclo de carga.

$$COP_{\text{carga, abierto}} = \frac{Q_{\text{hx, carga, FC, ca}} + Q_{\text{hx, carga, FF, ca}} + Q_{\text{pozo, A}}}{W_{\text{compresor}} - W_{\text{valvulas, 1+2}}}$$

Ecuación 10: Rendimiento del ciclo de carga funcionando como ciclo abierto con almacenamiento geotérmico.

$$\eta_{\text{descarga,abierto}} = \frac{W_{\text{turbina}} - W_{\text{bombas,1+2}}}{Q_{\text{hx,des,FC,ca}} + Q_{\text{hx,des,FF,ca}}}$$

Ecuación 11: Rendimiento del ciclo de descarga funcionando como ciclo abierto con almacenamiento geotérmico.

$$\eta_{\text{total,abierto}} = \frac{W_{\text{turbina}} - W_{\text{bombas,1+2}}}{W_{\text{compresor}} - W_{\text{válvulas,1+2}}}$$

Ecuación 12: Rendimiento global del sistema funcionando como ciclo abierto con almacenamiento geotérmico.

En la **tabla 38** se recogen los valores derivados de los intercambios de calor y del trabajo desarrollado en los equipos del sistema que integra el ciclo cerrado y el abierto con almacenamiento geotérmico, además de los distintos indicadores antes definidos.

Tabla 38: FIS. Calor, trabajo y rendimiento del sistema.

Descripción	Símbolo	Unidad	
Profundidad del pozo A	h_A	1800	3000
Calor cedido al agua en la carga	Q _{hx,carga,FC}	311,3	311,3
Calor cedido por el agua en la descarga	Q _{hx,des,FC}	323,5	323,5
Calor cedido por el agua tras la extracción	Q_{hx,des,FC,ca}	155	126,1
Ganancia de calor en el pozo A	Q_{pozo,A}	116	150,5
Calor cedido por el hielo en la carga	Q _{hx,carga,FF}	199,9	199,9
Calor cedido por el hielo tras el transporte	Q _{hx,carga,FF,ca}	225,7	225,7
Calor cedido al hielo en la descarga	Q _{hx,des,FF}	266	266
Ganancia de calor en el pozo B	Q_{pozo,B}	160,2	200,6
Trabajo compresión en la carga	W _{compresor}	133,8	133,8
Trabajo de expansión válvula 1	W _{válvula,1}	11,65	11,65
Trabajo de expansión en hidráulica	W _{hidráulica}	22,42	22,42
Trabajo de expansión válvula 2	W_{válvula,2}	12,78	6,89
Trabajo de expansión en la descarga	W _{turbina}	76,77	76,77
Trabajo en bomba 1	W_{bomba,1}	25,67	14,18
Trabajo de bomba del ciclo cerrado	W _{bomba}	19,21	19,21
Trabajo en bomba 2	W _{bomba,2}	1,9	1,9
Rendimiento del ciclo de carga cerrado	η _{carga,cerrado}	4,59	4,59
Rendimiento del ciclo de carga abierto	η_{carga,abierto}	5,97	5,966
Rendimiento del ciclo de descarga cerrado	η _{des,cerrado}	0,097	0,097
Rendimiento del ciclo de descarga abierto	η_{des,abierto}	0,116	0,155
Rendimiento global sin valorar expansiones	η _{global,cerrado}	0,517	0,517
Rendimiento global valorando expansiones	η_{global,abierto}	0,45	0,527

4.3.3 Resumen de resultados

De cara a la simulación el funcionamiento en una planta del sistema de almacenamiento modelado, se recogen los siguientes parámetros, que servirán como punto de partida en la posterior simulación.

Tabla 39: FIS. Resumen de los resultados.

Descripción	Símbolo	Ciclo cerrado	Ciclo abierto	Unidades
Agua en ciclo de carga	m _{H₂O,carga}	0,498	=	kg _{H₂O} /kg _{CO₂}
Hielo en ciclo de carga	m _{H₂O,des}	9,374	10,58	kg _{H₂O} /kg _{CO₂}
Agua en ciclo de descarga	m _{H₂O,des}	0,524	0,473	kg _{H₂O} /kg _{CO₂}
Hielo en ciclo de descarga	m _{H₂O,des}	9,704	=	kg _{H₂O} /kg _{CO₂}
Temperatura del agua fría	T _{agua,baja}	15	86,55*	°C

Temperatura del agua caliente	$T_{\text{agua,alta}}$	163,9	=	°C
Temperatura alta del hielo	$T_{\text{hielo,alta}}$	-5	=	°C
Temperatura baja del hielo	$T_{\text{hielo,baja}}$	-15,5	=	°C
Calor en la carga del depósito de agua	$Q_{\text{carga,FC}}$	311,3	=	kJ/kg _{co2}
Calor en la descarga del depósito de agua	$Q_{\text{des,FC}}$	323,5	155*	kJ/kg _{co2}
Calor en la carga del depósito de hielo	$Q_{\text{carga,FF}}$	199,9	225,7	kJ/kg _{co2}
Calor en la descarga del depósito de hielo	$Q_{\text{des,FF}}$	266	=	kJ/kg _{co2}
Trabajo en el compresor	$W_{\text{compresor}}$	133,8	=	kJ/kg _{co2}
Trabajo en válvula 1	$W_{\text{válvula,1}}$	-	11,65	kJ/kg _{co2}
Trabajo en hidráulica	$W_{\text{hidráulica}}$	22,42	-	kJ/kg _{co2}
Trabajo en válvula 2	$W_{\text{válvula,2}}$	-	12,78*	kJ/kg _{co2}
Trabajo en turbina	W_{turbina}	76,77	=	kJ/kg _{co2}
Trabajo en bomba 1	$W_{\text{bomba,1}}$	-	25,67*	kJ/kg _{co2}
Trabajo en bomba principal	W_{bomba}	19,21	-	kJ/kg _{co2}
Trabajo en bomba 2	$W_{\text{bomba,2}}$	-	1,9	kJ/kg _{co2}

* (=) El valor es el mismo en ambos ciclos, abierto y cerrado. (-) No aplica.

Todos los valores están expresados por unidad de flujo másico de CO₂, excepto las temperaturas, que no dependen del gasto considerado. Partiendo de una potencia de carga, para obtener el gasto de CO₂ en el ciclo de carga, y una potencia de descarga, para conocer el gasto de CO₂ necesario en el ciclo de descarga, se obtendrá el valor del resto de parámetros.

4.4 Conclusiones

El sistema integrado surge con el objetivo de minimizar los requisitos que limitan el funcionamiento del sistema de almacenamiento geotérmico respecto al sistema básico. Busca las ventajas del almacenamiento geotérmico sin añadir las limitaciones en el funcionamiento.

La integración en paralelo combina las diferencias en el esquema del sistema básico (BS) y del sistema geotérmico (GSS) aprovechando los aspectos comunes, proporcionando un camino alternativo que cierra el ciclo cuando no hay disponibilidad en el suministro de CO₂. El único desequilibrio en los intercambios de calor supone un excedente en la descarga del depósito de agua caliente respecto al sistema básico, lo que no añade una limitación al sistema.

El sistema permite el funcionamiento simultáneo de los ciclos de carga y descarga, pudiendo trabajar con ciclos cerrados de la misma forma que actuaba el sistema básico (BS) y con la posibilidad de poner en funcionamiento los ciclos abiertos cuando, además, hay disponibilidad en el suministro de CO₂, de manera que cuenta con el beneficio que añade el almacenamiento geotérmico, sin limitar el almacenamiento termoeléctrico cuando no hay disponibilidad de suministro de CO₂.

Hay que tener en cuenta la temperatura (distinta) que tiene el agua caliente tras la descarga en el ciclo abierto y cerrado. Si se pone en marcha el funcionamiento de un ciclo de carga cerrado en el que el agua inicial tiene la temperatura del ciclo abierto de descarga, la forma del diagrama T-s cambia, desplazando la expansión a la derecha, acortando tanto el calor intercambiado con el agua caliente como el del hielo. La energía excedente almacenada puede aprovecharse de varias formas, como puede ser la mezcla con el depósito cargado (bajando la temperatura, pero aumentando el nivel), un precalentamiento o incluso poner en funcionamiento el ciclo de descarga considerando un tercer depósito, con una temperatura alta secundaria.

5. Evolución temporal del sistema

5.1 Características de la planta

5.1.1 Introducción

El mayor problema de la energía de origen renovable es que se produce de manera intermitente e irregular, y no se ajusta a la demanda, que también conlleva cambios horarios, diarios y estacionales. En la **ilustración 57** se muestra una curva de demanda eléctrica de un día estándar. En ella se observan valores bajos durante la noche y dos grandes picos, durante la mañana y al final de la tarde.



Ilustración 57: Curva de demanda eléctrica estándar [11].

El almacenamiento permite desfazar la generación y el consumo de energía, para aumentar el aprovechamiento del recurso renovable y ajustar a éste, en la medida de lo posible, la demanda de energía eléctrica.

5.1.2 Contexto del sistema de almacenamiento en la red eléctrica

Hasta ahora, se ha realizado el estudio de las características de diferentes sistemas, desde un punto de vista más termodinámico, considerando presiones y temperaturas invariables, sin entrar en la evolución temporal que pueden experimentar los parámetros del sistema.

Para realizar un estudio del impacto que podría tener el sistema que integra los ciclos cerrados de CO₂ transcrito y el almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas en el almacenamiento de energía (FIS), se considera una planta ficticia, con una potencia eléctrica determinada por la turbina, de 1.500 kW, cuando funciona como generador. Cuando el sistema funciona como consumidor de energía, el compresor tiene una potencia aproximada de 2.000 kW. Esta diferencia tiene como objetivo proporcionar un gasto másico nominal de carga y descarga de valor similar, de unos 15-20 kg/s.

Los valores anteriores han sido establecidos en la búsqueda de un gasto másico de CO₂ en los ciclos de carga y descarga, varias veces mayor que el de CO₂ capturado. Escalando datos de gasto másico de CO₂ capturado en una planta de 150 MWe (“dry carbonate process”); de una planta cercana de captura de CO₂ de unos 20.000 kW, obtendríamos un flujo másico de CO₂ de unos 5 kg/s [18].

Como se representa en la **ilustración 58**, el ciclo de carga (consumo de energía) se realiza con energía de origen renovable (eólica y/o fotovoltaica) o desde la red eléctrica, aprovechando horas valle.

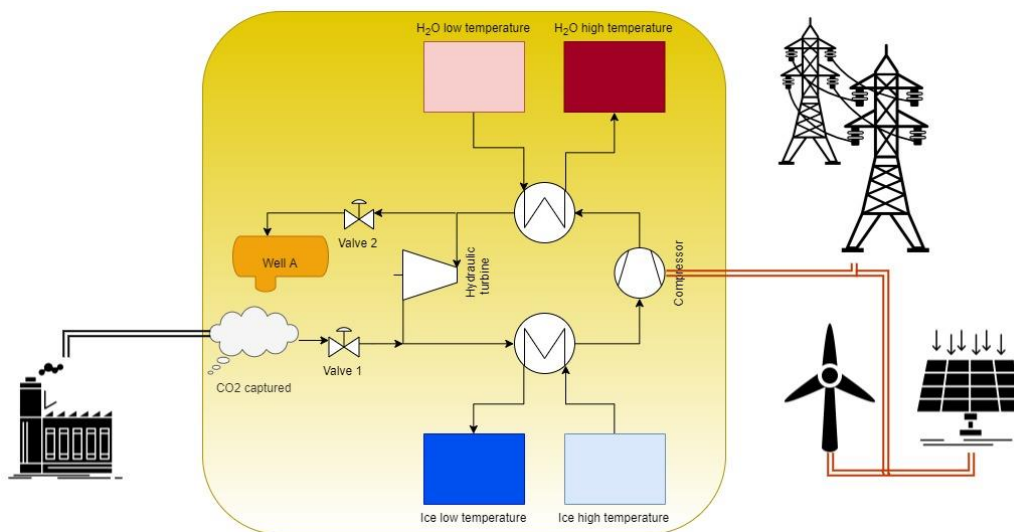


Ilustración 58: Planta ficticia. Ciclo de carga.

Además, la planta cuenta con alimentación, mediante tubería, de CO₂ capturado para su posterior inyección durante el ciclo de carga abierto, y almacenamiento de éste en un pozo subterráneo (formaciones geológicas).

Cuando se pone en marcha el ciclo de descarga (producción de energía), ya sea abierto o cerrado, el sistema pone en marcha el generador que inyecta energía eléctrica en la red, como se muestra en la **ilustración 59**.

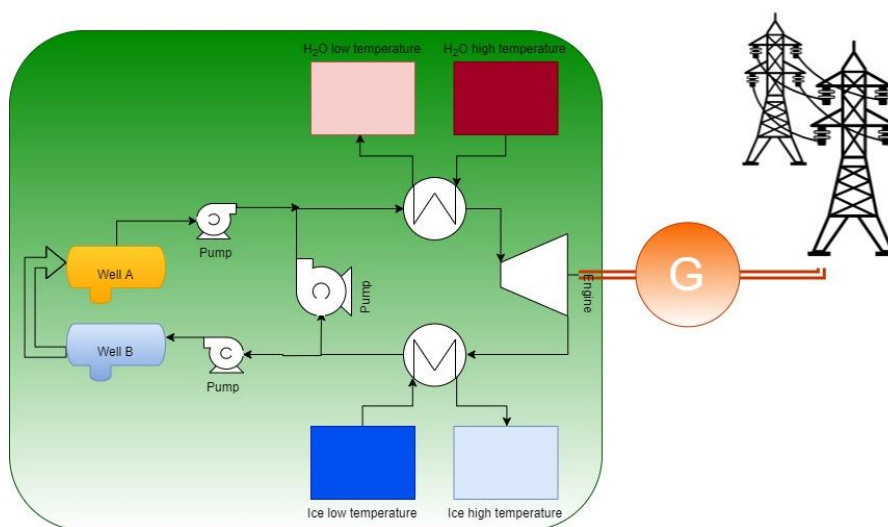


Ilustración 59: Planta ficticia. Ciclo de descarga.

5.2 Alimentación de la planta

5.2.1 Generación eólica

A partir de los principales métodos habitualmente empleados para la caracterización estadística del comportamiento del viento en un determinado emplazamiento y, posteriormente, de la curva de potencia en función de la velocidad del viento

proporcionada por los fabricantes de aerogeneradores, se estima la producción de energía procedente de un recurso eólico.

Para realizar el cálculo de la energía producida por un aerogenerador es necesario conocer el comportamiento del viento a la altura del buje. La velocidad del viento aumenta al incrementar la altura, lo que se conoce como efecto de cizallamiento del viento.

$$v(z) = v(z_r) \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)}$$

Ecuación 13: Velocidad del viento en función de la altura.

Así, conocida la velocidad del viento, $v(z_r)$, medida a una cierta altura de referencia, z_r , la correspondiente velocidad a otra altura diferente, z , puede calcularse mediante una función exponencial como la de la **ecuación 13**, en la que z_0 es la longitud de rugosidad del terreno (cuyos valores típicos se muestran en la **tabla 40**).

Tabla 40: Valores típicos de longitud de rugosidad para distintos terrenos.

Tipo de Terreno	Longitud de rugosidad, z_0 (m)
Áreas de agua	0,0002
Campo abierto con superficie lisa	0,0024
Tierra de cultivo con arbustos	0,2
Ciudades con edificios altos	0,8

La propiedad más importante de un aerogenerador, en cuanto a la eficiencia en la conversión de la energía cinética del viento en eléctrica, es su curva de potencia. Esta curva describe la relación existente entre la potencia eléctrica generada por el aerogenerador y la velocidad del viento. La curva de potencia es indicada por el fabricante y determinada en base a un conjunto de ensayos normalizados.

En la **ilustración 60**, se muestra una curva de potencia tipo de un aerogenerador. Comienza por un tramo en el que no se obtiene potencia hasta la velocidad de inicio de generación (v_{ci}). A partir de esta velocidad, conforme crece la velocidad del viento, la potencia eléctrica generada va aumentando hasta llegar a la potencia nominal (P_N). Finalmente, a partir de esta velocidad (v_N) y dependiendo del tipo de turbina (paso fijo o paso variable), la potencia puede mantenerse constante o disminuir ligeramente hasta alcanzar la velocidad final de generación (v_{co}).

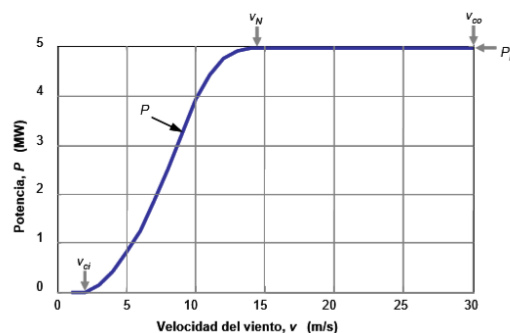


Ilustración 60: Potencia generada en función de la velocidad del viento.

Para realizar el estudio, se toman datos de velocidad de viento real, desde AEMET (Agencia Estatal de Meteorología), correspondientes al 08 de octubre de 2019 en Vejer de la Frontera (Cádiz) [10]. En la **ilustración 61** se muestran capturas de los datos que ofrece la fuente, que se recogen en la **tabla 41**.



Ilustración 61: Datos de viento, AEMET. 08 de Octubre de 2019, Vejer de la Frontera (Cádiz) [10].

Para realizar la simulación, se consideran datos reales de velocidad del viento, medida a una altura de 186 metros (altura de referencia), orientación y temperatura exterior, que se recogen en la **tabla 41**.

Tabla 41: Datos ambientales, AEMET [10].

Hora	Temperatura exterior (°C)	Velocidad de viento (m/s)	Dirección
00	23,4	7	Norte
01	23,7	3	Nordeste
02	23	2	Norte
03	21	0	Calma
04	21,8	5	Este
05	19,5	10	Este
06	19,4	12	Este
07	19,4	8	Este
08	19,8	12	Este
09	20,7	16	Este
10	22,3	15	Este
11	21,6	6	Sudoeste
12	24	5	Sudoeste
13	25	8	Oeste
14	25,4	11	Oeste
15	26,1	13	Oeste
16	26,4	17	Oeste
17	26,4	15	Oeste
18	26,2	14	Oeste
19	25,4	11	Oeste

20	23,7	11	Oeste
21	23,7	3	Noroeste
22	23,4	5	Norte
23	23,4	6	Norte
24	23,4	7	Norte

Para la simulación de la planta, se considera un parque eólico en una superficie lisa, de campo abierto, con una potencia nominal de 1,8 MW, mediante 9 aerogeneradores de 200 kW, que funciona con orientación oeste, entra en funcionamiento a una velocidad de 3 m/s y alcanza la potencia nominal a una velocidad de 12 m/s.

Tabla 42: Constantes en la generación eólica.

Descripción	Símbolo	Valor	Unidades
Velocidad de inicio	V_{ci}	3	m/s
Velocidad nominal	V_N	12	m/s
Velocidad de corte	V_{co}	25	m/s
Potencia nominal	P_N	1800	kW
Altura de referencia	Z_r	186	M
Rugosidad del terreno	Z_0	0,0024	m

5.2.2 Generación fotovoltaica

Con el objetivo de considerar un aporte de energía de origen solar, se toman datos de demanda y producción en tiempo real, desde Red Eléctrica de España [11]. Para simular la producción de energía solar desde una planta fotovoltaica, se toman datos de potencia real en España, correspondientes al día 10 de octubre de 2019, que se recogen en la **tabla 43**. La planta fotovoltaica del estudio seguirá la misma tendencia de generación.

Tabla 43: Datos de potencia fotovoltaica.

Hora	P_{real} (MW)	Tendencia (%)	$P_{estudio}$ (kW)
00	0	0	0
01	0	0	0
02	0	0	0
03	0	0	0
04	0	0	0
05	0	0	0
06	0	0	0
07	0	0	0
08	0	0	0
09	1.160,6	0,28	420
10	2.528,45	0,61	915
11	3.336,72	0,805	1207,5
12	3.751,22	0,905	1357,5
13	4.041,37	0,975	1462,5
14	4.145	1	1500
15	3.917,02	0,945	1417,5
16	3.523,25	0,85	1275
17	2.797,87	0,675	1012,5
18	1.554,37	0,375	562,5
19	165,8	0,04	60
20	20,72	0,005	7,5
21	0	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0
24	0	0	0

La planta fotovoltaica considerada en el estudio tendrá una potencia nominal de 1.500 kW, mediante 5.000 módulos fotovoltaicos de 300 W [19], que se corresponde con la hora de máxima producción. Siguiendo la tendencia que sigue la generación fotovoltaica real, se calcula la producción que tendría la planta ficticia y se muestra en la última columna de la **tabla 43**, y gráficamente en la **ilustración 62**.

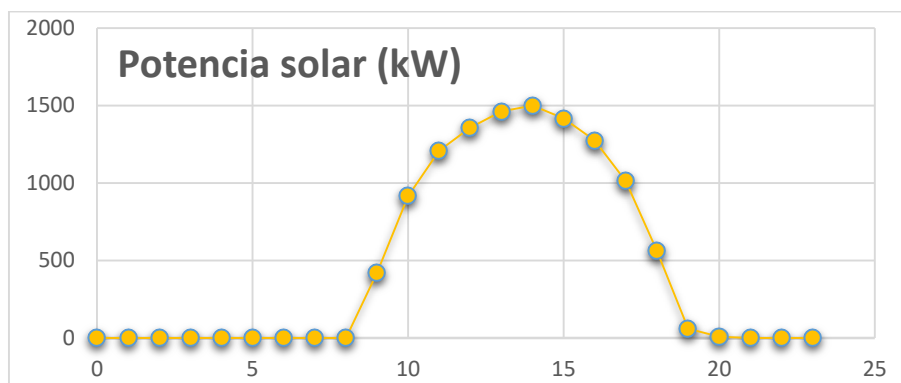


Ilustración 62: Potencia solar por horas.

5.2.3 Red eléctrica

Para contabilizar datos con los que modelar la influencia de la red eléctrica en el sistema, al igual que en el aporte solar, se toman datos de demanda y producción en tiempo real del 10 de octubre de 2019, desde Red Eléctrica de España [11], que se recogen en la **tabla 44**.

La última columna se corresponde con el precio horario por cada MW con discriminación horaria, diferenciando claramente las horas valle (marrón) y las horas pico (verde).

Tabla 44: Datos relativos a la demanda y precio de electricidad real [11].

	D _{total} (MW)	D _{renovable} (MW)	Tendencia (%)	D _{estudio} (MW)	Precio (€/MW)
00	25.137,06	7.137,06	0,513	1539,9	73,27
01	23.847,98	5.847,98	0,420	1261,8	71,62
02	22.881,17	4.881,17	0,351	1053	70,5
03	22.881,17	4.881,17	0,351	1053	70,05
04	22.236,63	4.236,63	0,304	914,1	69,35
05	22.558,90	4.558,9	0,327	983,7	67,85
06	24.492,52	6.492,52	0,467	1400,7	67,26
07	27.392,95	9.392,95	0,675	2026,5	70,86
08	28.682,03	10.682,03	0,768	2304,6	69,79
09	29.648,84	11.648,84	0,837	2513,4	70,45
10	30.293,38	12.293,38	0,884	2652,3	67,49
11	30.937,92	12.937,92	0,930	2791,5	66,43
12	31.582,46	13.582,46	0,976	2930,4	66,89
13	31.904,73	13.904,73	1	3000	132,7
14	31.260,19	13.260,19	0,953	2860,8	131,2
15	30.293,38	12.293,38	0,884	2652,3	130,6
16	30.293,38	12.293,38	0,884	2652,3	129,9
17	29.971,11	11.971,11	0,861	2582,7	131,2
18	29.648,84	11.648,84	0,837	2513,4	131,7
19	29.648,84	11.648,84	0,837	2513,4	134,3
20	31.904,73	13.904,73	1	3000	139,3
21	31.260,19	13.260,19	0,953	2860,8	138,3
22	28.037,49	10.037,49	0,721	2165,7	131,7
23	25.781,6	7.781,6	0,559	1678,8	60,16

Para determinar unos valores de demanda, se parte de la demanda real en España del día 10 de octubre de 2019 (primera columna), y se le descuenta una parte fija (nuclear, carbón, ciclos combinados y cogeneración), para centrar el estudio en la parte renovable de la generación.

A partir de la demanda que cubren las renovables (segunda columna), se determina la tendencia de la curva (tercera columna), sobre la que se construirá la demanda que se tendrá en cuenta en la simulación (cuarta columna, en tono gris).

Con el objetivo de simular momentos en los que se produzca un excedente de energía de origen renovable, se determina una potencia nominal de 3 MW; para simular una parte de la demanda ficticia que estarían cubriendo las plantas eólica y fotovoltaica del estudio, y se construye la curva de demanda de la **ilustración 63**, donde se representa la demanda (eje vertical izquierdo, en kW) y el precio de la electricidad (eje vertical derecho, en €/MW).

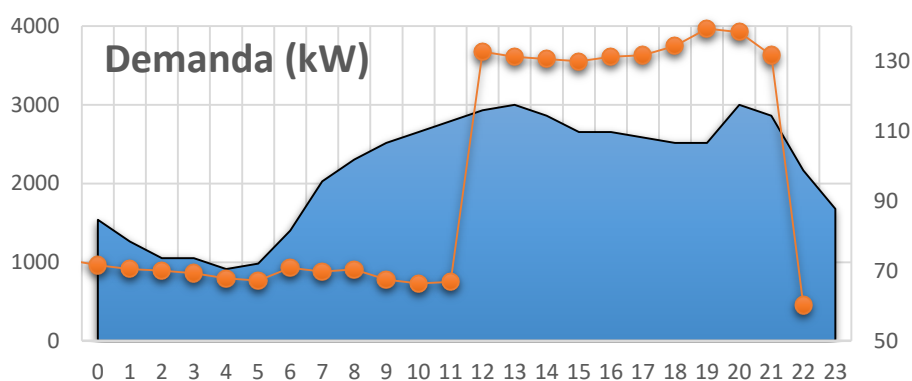


Ilustración 63: Demanda (kW) y precio de la electricidad (€/MW) por horas.

Esta línea de demanda establecida, casará con la potencia renovable disponible, y dependiendo de los criterios de programación establecidos, se producirán diferentes escenarios y modos de funcionamiento.

5.2.4 Captura de CO₂

El transporte de CO₂ mediante tuberías tiene la ventaja de proporcionar un flujo de estado estacionario, un flujo continuo desde la fuente de emisión al sitio de almacenamiento final. En Estados Unidos se cuenta con una red de transporte superior a los 5.600 km de longitud, y una cantidad transportada que ronda los 50 millones de toneladas de CO₂ anuales, para su utilización en la recuperación mejorada de petróleo (EOR) [8]. Dependiendo de la fuente, se pueden tener cantidades que van desde 1 Mt/año de CO₂ (pequeña escala) a 10 Mt/año de CO₂ (gran escala) [9].

Para manejar la recarga apropiada de CO₂ se deben incluir instalaciones de almacenamiento intermedio apropiadas. Existen dos tecnologías principales para el almacenamiento intermedio; subterráneamente en gran roca o grandes cavernas de sal y sobre el suelo en grandes tanques de acero. Los tanques de acero tienen una capacidad de almacenamiento de hasta 3.000 toneladas de CO₂. Las cavernas de roca pueden tener una capacidad de 500.000 m³, que debería corresponder a 500.000 toneladas de CO₂ [8].

En la **ilustración 64** se muestra un esquema de como se realiza la inyección de CO₂ en el pozo. El CO₂ se almacena en condiciones de transporte en un tanque de acero, y allí permanece a la espera de condiciones favorables del ciclo de carga.

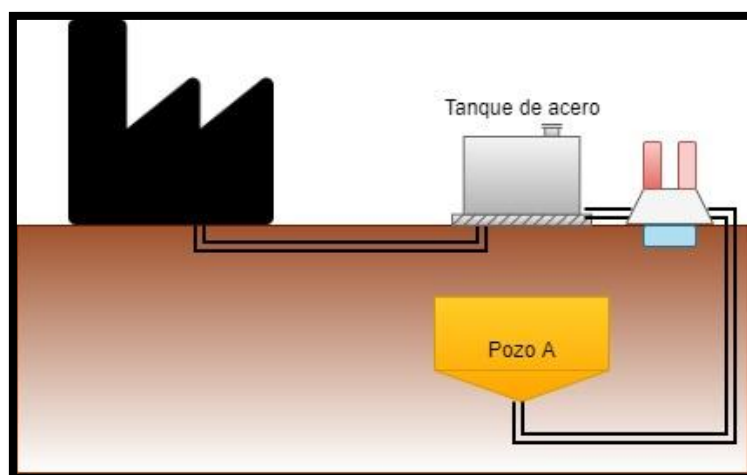


Ilustración 64: Almacenamiento de CO₂. Esquema.

Para simular la alimentación de CO₂ capturado en una fuente estacionaria se parte de datos de emisiones reales, desde Red Eléctrica de España [11]. En la segunda columna de la **tabla 45** se recogen los datos de emisiones de CO₂ correspondientes a la cogeneración en España el 10 de octubre de 2019. Esos datos de emisiones se usarán como base para construir el hipotético suministro de CO₂ capturado desde una planta cercana.

Tabla 45: Datos relativos a emisiones de CO₂ y flujo de CO₂ capturado [11].

Hora	m _{co2,cog} (t/h)	Tendencia (%)	m _{in,acero} (kg/s)
00	962,35	0,95	4,75
01	956,272	0,944	4,72
02	953,233	0,941	4,705
03	947,155	0,935	4,675
04	945,129	0,933	4,665
05	946,142	0,934	4,67
06	955,259	0,943	4,715
07	986,662	0,974	4,87
08	999,831	0,987	4,935
09	1002,87	0,99	4,95
10	999,831	0,987	4,935
11	1001,857	0,989	4,945
12	1000,844	0,988	4,94
13	1003,883	0,991	4,955
14	1002,87	0,99	4,95
15	994,766	0,982	4,91
16	994,766	0,982	4,91
17	995,779	0,983	4,915
18	1006,922	0,994	4,97
19	1002,87	0,99	4,95
20	1011,987	0,999	4,995
21	1013	1	5
22	1000,844	0,988	4,94
23	984,636	0,972	4,86

Para construir el suministro ficticio de CO₂, se parte de un gasto de 5 kg/s, capturado en una planta de carbón de unos 20 MW [18], que se corresponde con el pico en la curva de emisiones real. De esta manera se forma la gráfica de la **ilustración 65**, que representa el flujo horario de CO₂ capturado que llegará a la planta en la simulación.

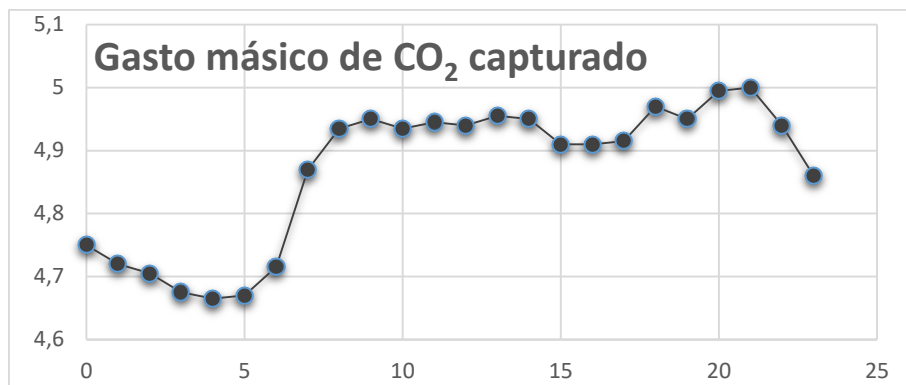


Ilustración 65: Gasto másico de CO₂ capturado que alimenta la planta.

5.3 Programación del horario de funcionamiento

5.3.1 Criterios de programación: precio de la electricidad

El principal criterio que se sigue en la programación del funcionamiento del sistema es el precio de la electricidad, según tarifa con discriminación horaria; durante las horas de precio bajo, entra en funcionamiento el ciclo de carga, en el que se consume electricidad, ya sea desde la red o de origen renovable, durante las horas de tarifa elevada, se pone en funcionamiento el ciclo de descarga, en el que se inyecta energía en la red. En la **ilustración 66** se muestra una captura del precio de la electricidad en España del día 10 de octubre de 2019 [11].

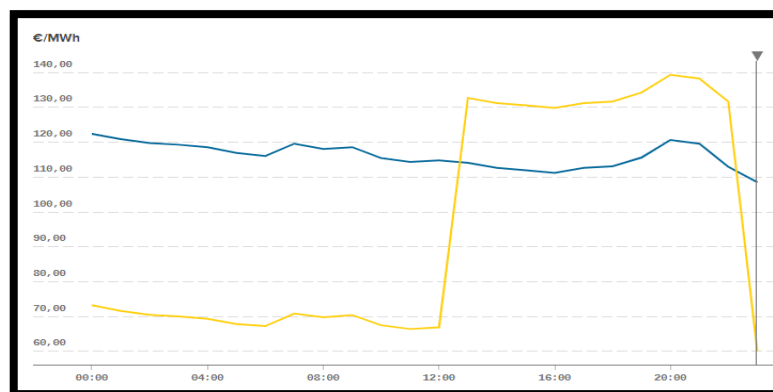


Ilustración 66: Precio de la electricidad. 10 de octubre de 2019 (REE) [11].

Cuando el ciclo de carga entra en funcionamiento, mientras se alcance un nivel mínimo en el depósito de agua a temperatura ambiente, se usará la configuración de ciclo abierto siempre que el CO₂ en el depósito de acero alcance un determinado nivel, si no es así, se pondrá en funcionamiento la configuración de ciclo cerrado.

Para que el ciclo de descarga pueda entrar en funcionamiento se necesita un determinado nivel de carga en los depósitos de hielo y agua caliente, además de CO₂ en el pozo en condiciones de descarga, en el caso del ciclo de descarga abierto.

En la **tabla 46** se muestra un resumen de cómo afecta el estado de los depósitos de almacenamiento en la programación del sistema. Como la simulación del comportamiento temporal del CO₂ en el interior de la formación geológica es un problema de elevada dificultad, en el día considerado en la simulación solo se usará la configuración de descarga como sistema cerrado.

Tabla 46: Influencia del estado de los depósitos de almacenamiento en la programación.

	Carga abierto	Carga cerrado	Descarga abierto	Descarga cerrado
Depósito de acero	$M_{co2} > M_{co2,min}$	-	-	-
Depósito de agua fría	$M_{h2o} > M_{h2o,min}$	$M_{h2o} > M_{h2o,min}$	-	$M_{h2o} < M_{h2o,max}$
Depósito de agua caliente	$M_{h2o} < M_{h2o,max}$	$M_{h2o} < M_{h2o,max}$	-	$M_{h2o} > M_{h2o,min}$
Depósito de hielo	$T_{hielo} > T_{hielo,min}$	$T_{hielo} > T_{hielo,min}$	-	$T_{hielo} < T_{hielo,max}$
Pozo de almacenamiento	$M_{co2} < M_{co2,max}$	-	-	-

5.3.2 Influencia del sistema eléctrico

El funcionamiento del sistema depende fundamentalmente del precio horario de la electricidad, de modo que el sistema funcionará como ciclo de carga (consumidor) durante las horas valle, y como ciclo de descarga (generador) durante las horas con precio elevado. Aproximadamente la mitad del tiempo en cada modo de funcionamiento, siempre que se cumplan los requisitos establecidos en los depósitos.

Durante esas horas, el sistema funciona en régimen nominal, con gasto másico de CO₂ constante, y muy similar en carga y descarga. La **tabla 47** contiene un resumen con la potencia nominal considerada en cada planta.

Tabla 47: Resumen de potencias nominales.

Descripción	Potencia (kW)	Gasto másico (kg/s)
Planta fotovoltaica	1.500	-
Planta eólica	1.800	-
CO₂ capturado	20.000	5
Demanda	3000	-
Compresor (carga)	1950	14,57
Turbina (descarga)	1500	19,54

Para incluir la influencia del sistema eléctrico en la simulación, se añade una condición extra en el funcionamiento del ciclo de carga; cuando la potencia de generación eólica y fotovoltaica supera a la de la demanda considerada, se pone en funcionamiento el ciclo de carga, a carga parcial, con la potencia sobrante de la diferencia entre la renovable y la demanda. En la **ilustración 67** se muestra la potencia horaria de la planta eólica (verde) y fotovoltaica (amarillo), la suma de ambas (naranja) y la demanda (negro). En azul se representa la potencia que sobra en la generación renovable, que se usará para el funcionamiento del ciclo de carga, a carga parcial.

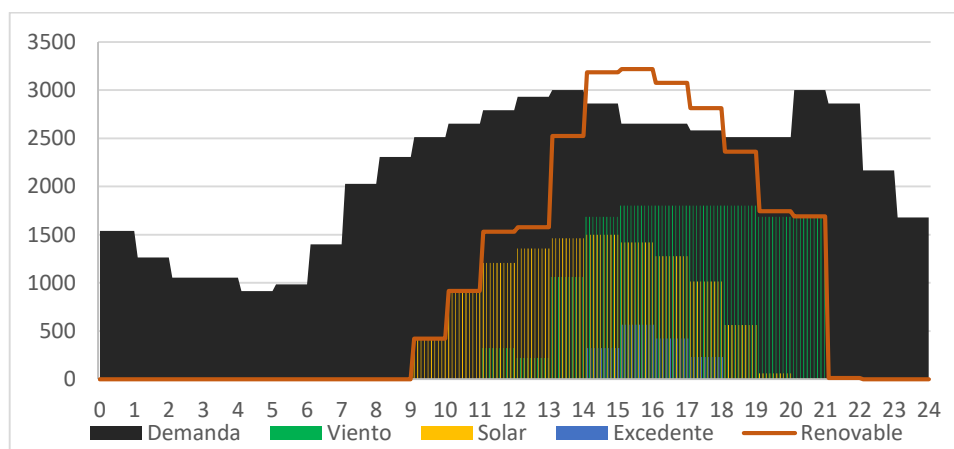


Ilustración 67: Gráfica de potencia horaria. Demanda y generación renovable.

5.4 Evolución temporal de los depósitos

5.4.1 Depósito de acero

Se usa para almacenar el CO₂ capturado en una fuente estacionaria, y descargarlo durante el ciclo de carga abierto, como se representa en la **ilustración 68**. El gasto másico de CO₂ capturado llega a la planta de manera continua, como mostraba la gráfica de la **ilustración 65**. Cuando el ciclo de carga abierto entra en funcionamiento, el CO₂ del depósito comienza a salir. Se establece un nivel mínimo (2,5% del nivel máximo) en el depósito, en el cual la configuración del sistema cambia de ciclo de carga abierto a cerrado. Además, se establece un nivel umbral (5% del nivel máximo), al que el depósito debe llegar para volver a poner en marcha el ciclo abierto y que comience la descarga de CO₂ de nuevo.

Tabla 48: Nivel del depósito de acero

	Capacidad (m ³)	Nivel umbral (kg)	Nivel mínimo (kg)
Depósito de acero	3.000	150.000	75.000

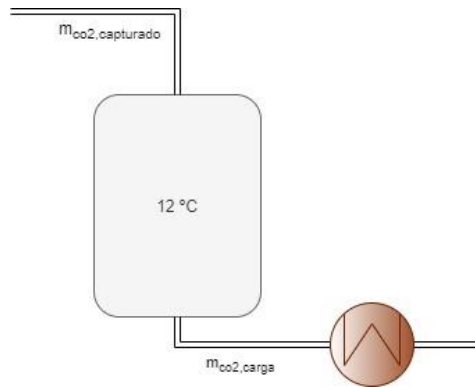


Ilustración 68: Esquema del balance de materia en el depósito de acero.

Las condiciones del CO₂ en el interior del depósito siempre serán las del CO₂ capturado. La cantidad de CO₂ en el interior del tanque se calcula mediante un balance de materia (**ecuación 14**) y la integral en el período de funcionamiento (**ecuación 15**).

$$\frac{dM_{acero}^{co2}}{dt} = \dot{m}_{co2,capturado} - \dot{m}_{co2,carga}$$

Ecuación 14: Balance de materia en el depósito de acero.

$$M_{acero}^{co2} = M_{acero,0}^{co2} + \int_{t_0}^{t_f} \frac{dM_{acero}^{co2}}{dt} dt$$

Ecuación 15: Masa de CO₂ en el depósito de acero.

5.4.2 Depósitos de agua

El sistema incorpora dos depósitos de agua, que forman un circuito cerrado entre ellos, como muestra el esquema representado en la **ilustración 69**. Durante el ciclo de carga el depósito de agua a temperatura ambiente trasvasa agua al depósito de agua caliente, y lo contrario ocurre durante el ciclo de descarga. Cuando cualquiera de los dos ciclos de carga entra en funcionamiento, el agua del depósito de agua fría empieza a vaciarse y el de agua caliente comienza a llenarse, y lo contrario ocurre con el ciclo de descarga. Se establece un nivel mínimo (5% del nivel máximo) en los depósitos, en el que se

detiene el funcionamiento programado, hasta que se alcance un nivel umbral (20% del nivel máximo), al que el depósito debe llegar para volver a poner en marcha el ciclo correspondiente.

Tabla 49: Nivel de los depósitos de agua

	Capacidad (m ³)	Nivel umbral (kg)	Nivel mínimo (kg)
Agua fría	500	100.000	25.000
Agua caliente	500	100.000	25.000

La temperatura de los depósitos se considera inalterable y no se valoran pérdidas con el exterior, de modo que la única variable es la cantidad de agua en cada depósito.

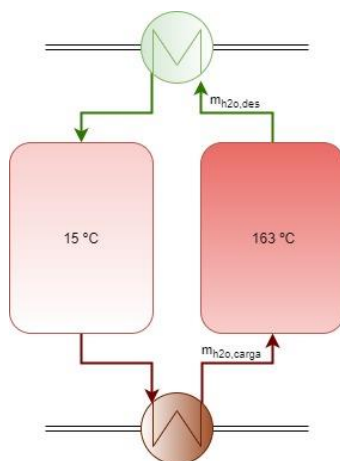


Ilustración 69: Esquema del balance de materia en los depósitos de agua.

El incremento de agua se calcula con el balance de materia de la **ecuación 16**, y con las integrales durante el período de funcionamiento de la **ecuación 17** se calcula la cantidad de agua en el interior de cada depósito.

$$\frac{dM_{hot,cold}^{h2o}}{dt} = \dot{m}_{co2,carga} \cdot \dot{x}_{h2o,carga} - \dot{m}_{co2,des} \cdot \dot{x}_{h2o,des}$$

Ecuación 16: Balance de materia en los depósitos de agua.

$$M_{hot}^{h2o} = M_{hot,0}^{h2o} + \int_{t_0}^{t_f} \frac{dM_{hot,cold}^{h2o}}{dt} dt ; M_{cold}^{h2o} = M_{cold,0}^{h2o} - \int_{t_0}^{t_f} \frac{dM_{hot,cold}^{h2o}}{dt} dt$$

Ecuación 17: Masa de agua en los depósitos caliente (izquierda) y frío (derecha).

5.4.3 Depósito de hielo

En el caso del hielo, se considera un único depósito, de masa fija, en el que se produce el aporte externo de energía, desde el CO₂ del ciclo de carga y/o descarga, además de pérdidas con el ambiente. En la **ilustración 70** se muestra un esquema del proceso.

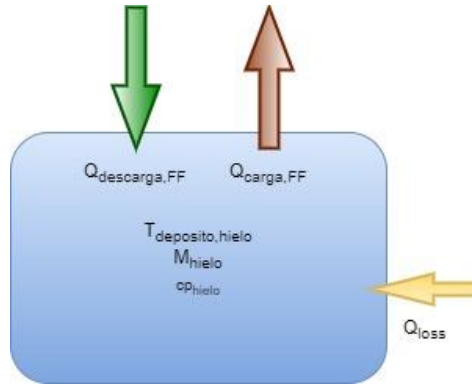


Ilustración 70: Esquema del intercambio energético en el depósito de hielo.

Para estimar la masa de hielo necesaria en el depósito para que en su interior se alcancen las temperaturas adecuadas, se considera la masa necesaria para que el sistema de descarga esté en funcionamiento durante 12 horas, como muestra la **ecuación 18**.

$$M_{deposito}^{hielo}(kg) = m_{des}^{co2}(kg/s) \cdot x_{des}^{hielo} \left(\frac{kg_{hielo}}{kg_{co2}} \right) \cdot 12(h) \cdot \left(\frac{3600 s}{1 h} \right)$$

Ecuación 18: Estimación de la masa de hielo.

Con la masa de hielo constante, el aporte de calor externo provoca el cambio de temperatura del hielo en el interior del depósito. Dependiendo del ciclo que entre en funcionamiento, el de carga o el de descarga, se produce la subida o bajada de la temperatura del hielo, además de la constante pérdida de energía con el ambiente, en función de la temperatura externa. Se establece una temperatura máxima del depósito, en la que se parará el funcionamiento del ciclo de descarga, así como una temperatura umbral, en la que se podrá poner de nuevo en funcionamiento. Además, al alcanzar la temperatura mínima (-16°C), limitada por las características del sistema, se detendrá el ciclo de carga.

Tabla 50: Condiciones del depósito de hielo

	Temperatura máxima	Temperatura umbral	Temperatura mínima
Depósito de hielo	-3°C	-7°C	-16°C

Mediante un balance de energía (**ecuación 19**) en el depósito se calcula el incremento en la temperatura. Con la integral durante el período de funcionamiento (**ecuación 20**) se obtiene la evolución de la temperatura del depósito.

$$M_{deposito}^{hielo} \cdot c_{p_{hielo}} \cdot \frac{dT_{deposito}^{hielo}}{dt} = -U \cdot A \cdot (T_{deposito}^{hielo} - T_{ext}) - \dot{m}_{co2,carga} \cdot \dot{Q}_{carga,FF} + \dot{m}_{co2,des} \cdot \dot{Q}_{des,FF}$$

Ecuación 19: Balance de energía en el depósito de hielo.

$$T_{deposito}^{hielo} = T_{deposito,0}^{hielo} + \int_{t_0}^{t_f} \frac{dT_{deposito}^{hielo}}{dt} dt$$

Ecuación 20: Temperatura del hielo en el depósito.

5.4.4 Almacenamiento geotérmico

Cuando se pone en marcha el sistema funcionando como ciclo de carga abierto, comienza la inyección de CO₂ en el interior de la formación geológica. Cuando entra en funcionamiento el ciclo de descarga abierto, se extrae el CO₂ y se vuelve a inyectar en un segundo pozo (Pozo B) a una cierta distancia. Parte del CO₂ se recupera en la formación geológica original. Además, en el interior de la formación geológica se produce la migración lateral, que no es más que la “absorción” desde la roca de una parte del CO₂ almacenado. Este procedimiento se muestra en el esquema de la **ilustración 71**.

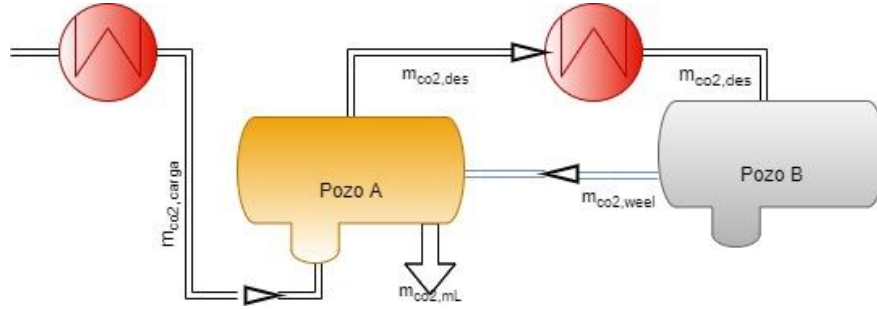


Ilustración 71: Esquema del balance de materia en el interior de la formación geológica.

Todo el proceso descrito, no se produce en el mismo momento, ni a la misma velocidad. Las condiciones en el interior del pozo se consideran estacionarias, pues el CO₂ que se inyecta debe permanecer un determinado tiempo en el interior para alcanzar las condiciones de extracción. Aunque en el balance de materia (**ecuación 20**) que calcula el incremento en el interior de la formación geológica se han considerado todos los flujos anteriormente descritos, en la simulación solo se tendrá en cuenta la inyección durante el ciclo de carga abierto, de forma que el ciclo de descarga abierto no entrará en funcionamiento. La integral durante el período de funcionamiento (**ecuación 21**) muestra la evolución de la cantidad de materia en el interior del pozo A.

$$\frac{dM_{weel}^{co2}}{dt} = \dot{m}_{co2,carga} - \dot{m}_{co2,des} + \dot{m}_{co2,weel} - \dot{m}_{co2,mL}$$

Ecuación 21: Balance de materia en el pozo.

$$M_{weel}^{co2} = M_{weel,0}^{co2} + \int_{t_0}^{t_f} \frac{dM_{weel}^{co2}}{dt} dt$$

Ecuación 22: Masa de CO₂ en el interior de la formación geológica.

5.5 Modelado del sistema

5.5.1 Constantes de la simulación

5.5.1.1 Fracción másica de los intercambios de calor

Los intercambios de calor modelados en los estudios anteriores tenían como resultado una fracción másica (por unidad de masa de CO₂) de hielo y agua que maximizaban la eficiencia del intercambio. En la **tabla 51** se recogen los valores de las fracciones másicas de hielo y agua en los ciclos de carga y descarga, cerrado y abierto.

Tabla 51: Fracciones másicas de hielo y agua.

Descripción	Símbolo	Ciclo cerrado	Ciclo abierto	Unidades
Agua en ciclo de carga	$m_{H_2O,carga}$		0,498	kg_{H_2O}/kg_{CO_2}
Hielo en ciclo de carga	$m_{Hielo,carga}$	9,374	10,58	kg_{Hielo}/kg_{CO_2}
Agua en ciclo de descarga	$m_{H_2O,des}$	0,524	0,473	kg_{H_2O}/kg_{CO_2}
Hielo en ciclo de descarga	$m_{Hielo,des}$		9,704	kg_{Hielo}/kg_{CO_2}

Los intercambios del hielo en la carga y el agua en la descarga eran diferentes en los ciclos abierto y cerrado, esto provoca que tengan diferentes valores en la fracción másica.

5.5.1.2 Temperatura de los depósitos

En la **tabla 52** se recogen los valores de temperatura entre los que se movían los depósitos de hielo y agua. Los valores de temperatura alta del agua y baja del hielo estaban limitados por las características de los intercambios de calor, por lo que valores cercanos, serán límites que no se pueden sobrepasar en la simulación de los intercambios.

Tabla 52: Valores límite de la temperatura de los depósitos.

Descripción	Símbolo	Ciclo cerrado	Ciclo abierto	Unidades
Temperatura del agua fría	$T_{agua,baja}$	15	86,55*	$^{\circ}C$
Temperatura del agua caliente	$T_{agua,alta}$		163,9	$^{\circ}C$
Temperatura alta del hielo	$T_{hielo,alta}$		-5	$^{\circ}C$
Temperatura baja del hielo	$T_{hielo,baja}$		-15,5	$^{\circ}C$

*Valores dependientes de la profundidad de la formación geológica.

La temperatura del agua fría (tras finalizar el intercambio) es la única que cambia cuando el ciclo es el abierto en lugar del cerrado. Además, el valor que se muestra se corresponde con una profundidad de pozo de 1800 m.

5.5.1.3 Valores de calor y trabajo

En la **tabla 53** se recogen los valores del calor intercambiado por unidad de masa de CO_2 entre el CO_2 y los depósitos de hielo y agua. En los casos de la descarga del depósito de agua y de la carga del depósito de hielo, los intercambios de calor son diferentes en los ciclos abierto y cerrado.

Tabla 53: Calor intercambiado por unidad de masa de CO_2 .

Descripción	Símbolo	Ciclo cerrado	Ciclo abierto	Unidades
Calor en la carga del depósito de agua	$Q_{carga,FC}$		311,3	kJ/kg_{CO_2}
Calor en la descarga del depósito de agua	$Q_{des,FC}$	323,5	155*	kJ/kg_{CO_2}
Calor en la carga del depósito de hielo	$Q_{carga,FF}$	199,9	225,7	kJ/kg_{CO_2}
Calor en la descarga del depósito de hielo	$Q_{des,FF}$		266	kJ/kg_{CO_2}

*Valores dependientes de la profundidad de la formación geológica.

Del mismo modo, en la **tabla 54** se recogen los valores de trabajo desarrollado en los diferentes equipos por unidad de masa de CO_2 . La turbina hidráulica y la bomba principal sólo entran en funcionamiento en el funcionamiento como ciclo cerrado, mientras que las válvulas y las bombas 1 y 2 únicamente tienen sentido funcionando como ciclo abierto.

Tabla 54: Trabajo desarrollado por unidad de masa de CO_2 .

Descripción	Símbolo	Ciclo cerrado	Ciclo abierto	Unidades
Trabajo en el compresor	$W_{compresor}$		133,8	kJ/kg_{CO_2}
Trabajo en válvula 1	$W_{válvula,1}$	-	11,65	kJ/kg_{CO_2}
Trabajo en hidráulica	$W_{hidraulica}$	22,42	-	kJ/kg_{CO_2}

Trabajo en válvula 2	$W_{\text{válvula},2}$	-	12,78*	$\text{kJ/kg}_{\text{co2}}$
Trabajo en turbina	W_{turbina}	76,77		$\text{kJ/kg}_{\text{co2}}$
Trabajo en bomba 1	$W_{\text{bomba},1}$	-	25,67*	$\text{kJ/kg}_{\text{co2}}$
Trabajo en bomba principal	W_{bomba}	19,21	-	$\text{kJ/kg}_{\text{co2}}$
Trabajo en bomba 2	$W_{\text{bomba},2}$	-	1,9	$\text{kJ/kg}_{\text{co2}}$

*Valores dependientes de la profundidad de la formación geológica.

El trabajo desarrollado en los equipos principales (compresor y turbina) es el mismo en ambos modos de funcionamiento, abierto y cerrado.

5.5.2 Simulación del sistema (EES)

5.5.2.1 Descripción del código

El programa realiza la simulación de un día de funcionamiento de la planta, realizando el cálculo del estado de cada depósito para los diferentes valores de tiempo, definido en una tabla paramétrica, e interaccionando a su vez con diferentes “lookup tables”, desde donde toma datos y almacena resultados.

Se definen diferentes funciones para llevar a cabo el correcto funcionamiento del programa:

- Profundidad, que establece el valor de una variable que depende de la profundidad del pozo de almacenamiento geotérmico: “Function var (h;x_1800;x_3000)”.
- Conversión, que transforma el valor de la fila de una tabla en el equivalente en otra tabla con distinto número de filas: “Function i_tab_2 (n_tab_1;n_tab_2;i_tab_1)”
- Temperatura exterior, devuelve el valor de temperatura correspondiente: “Function temp_ext (row_amb;row_sim)”
- Velocidad del viento, en función de la altura del buje, la velocidad real a la altura de referencia y el valor de rugosidad del terreno: “Function v_wind (v_zr;z;zr;z0;i)”
- Potencia eólica, en función de la velocidad del viento y las características de la curva de potencia, como la que se muestra en la **ilustración 72**: “Function P_wind (vci;vn;vco;P;v;i_sim;On)”

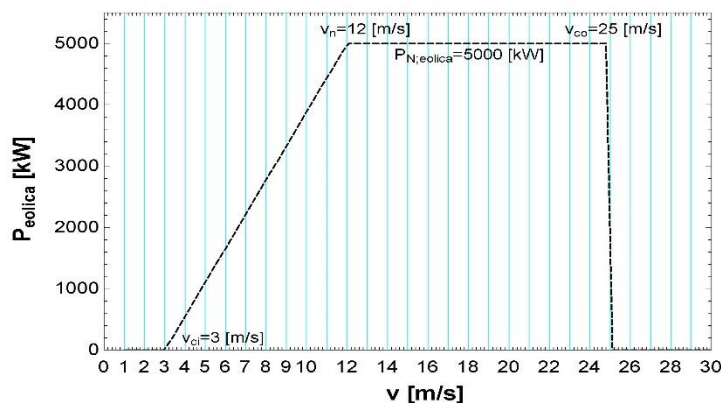


Ilustración 72: Curva de potencia eólica de un aerogenerador de 5 MW.

- Potencia fotovoltaica, a partir de la potencia nominal y la tendencia de la generación solar: “Function P_pv (P_sol;i_sim)”
- Potencia de la demanda, a partir de la potencia nominal y la tendencia de la demanda: “Function P_demanda (P;i_demanda;i_sim)”

- Control de carga, devuelve un valor en función de si el sistema ha de activar el ciclo de carga cerrado (-1), el ciclo de carga abierto (1), o de si el ciclo de carga de carga debe permanecer desconectado (0): *"Function Control_Carga (m_co2_pre;m_co2_min;m_co2_umb;co2_bajando_pre;m_h2o_pre;m_h2o_min;h2o_bajando_pre; P_extra;p_ele;p_medio;i_sim)"*
- Control de descarga, del mismo modo que el control de carga, devuelve un valor con el ciclo de descarga cerrado (1), abierto (-1), o apagado (0): *"Function Control_Des (m_h2o_pre;m_h2o_min;m_h2o_umb;h2o_bajando_pre;T_hielo_pre;T_hielo_max;T_hielo_umb;T_hielo_subiendo_pre; p_ele;p_medio;i_sim)"*

Código 3: Funciones definidas en la simulación del funcionamiento de una planta ficticia

El control de carga pone el modo de carga en funcionamiento cuando el precio de la electricidad está por debajo del precio medio (baja demanda), o cuando hay un excedente de generación renovable que supera a la demanda. El ciclo abierto entra en funcionamiento con prioridad al cerrado, cuando existe una cantidad suficiente de CO₂ en el tanque de acero (nivel mínimo). Cuando el nivel de CO₂ llega al mínimo se pone en funcionamiento el ciclo cerrado, siempre el nivel de agua esté por encima del mínimo en el depósito de agua fría.

Los valores umbral establecen el nivel al que han de llegar los depósitos para que el control vuelva a activar el ciclo correspondiente, tras haber sido desactivado al alcanzar el nivel mínimo.

El control de descarga arranca el modo de descarga cuando el precio de la electricidad es superior al precio medio (alta demanda), siempre que la temperatura del hielo sea inferior a la temperatura máxima y la cantidad de agua caliente se superior al nivel mínimo. Cuando el sistema de control para el ciclo de descarga por alcanzar el nivel mínimo en alguno de los dos depósitos, el sistema no vuelve a ponerse en funcionamiento hasta alcanzar el nivel umbral.

Además, el programa cuenta con dos procedimientos, encargados de leer el estado de los depósitos en la simulación anterior y de almacenar el estado de los depósitos en la simulación actual, como se especifica en la **tabla 55**:

- Lectura, que se encarga de obtener el estado del sistema en la simulación anterior: *"Procedure read (i_sim;M_steel_o;M_cold_water_o;M_hot_water_o;T_ice_o;M_weel_o;M_steel_pre;M_steel_bajando;M_cold_water_pre;M_cold_bajando;M_hot_water_pre;M_hot_bajando;T_ice_pre;T_ice_subiendo;M_weel_pre;M_weel_bajando)"*
- Escritura, que se encarga de almacenar el estado del sistema al final de la simulación actual: *"Procedure write (i_sim;M_steel;M_cold_water;M_hot_water;T_ice;M_weel : Ok)"*

Código 4: Procedimientos en la simulación de una planta ficticia: Lectura de estado anterior / Escritura de estado actual.

Tabla 55: Descripción de los procedimientos "read" y "write".

read			→	write
Estado inicial	Estado anterior	Tendencia	→	Estado actual
M _{steel,o}	M _{steel,pre}	M _{steel,bajando}	→	M _{steel}
M _{cold,wáter,o}	M _{cold,wáter,pre}	M _{cold,wáter,bajando}	→	M _{cold,water}
M _{hot,wáter,o}	M _{hot,wáter,pre}	M _{hot,wáter,bajando}	→	M _{hot,water}
T _{ice,o}	T _{ice,pre}	T _{ice,subiendo}	→	T _{ice}

La evolución temporal del nivel de los depósitos y la de la temperatura del depósito de hielo se calcula mediante la función integral, de la tabla paramétrica (“Sim_dia”), como muestra la captura de la **ilustración 73**. A partir del dato de tiempo inicial se calcula el resto de variables para cada simulación. Algunas de ellas se muestra en la tabla paramétrica, como las potencias de carga [P_{carga}] y descarga [P_{des}], y el gasto másico de carga [m_{co2,carga}] y descarga [m_{co2,descarga}].

P_wind	t_seg	t_min	t_horas	P_carga	m_co2_carga	P_des	m_co2_des
Run 219	78480	1308	21.8	0	0	1500	15
Run 220	78840	1314	21.9	0	0	1500	15
Run 221	79200	1320	22	0	0	1500	15
Run 222	79560	1326	22.1	0	0	1500	15
Run 223	79920	1332	22.2	0	0	1500	15
Run 224	80280	1338	22.3	0	0	1500	15
Run 225	80640	1344	22.4	0	0	1500	15
Run 226	81000	1350	22.5	0	0	1500	15
Run 227	81360	1356	22.6	0	0	1500	15
Run 228	81720	1362	22.7	0	0	1500	15
Run 229	82080	1368	22.8	0	0	1500	15
Run 230	82440	1374	22.9	0	0	1500	15
Run 231	82800	1380	23	0	0	1500	15
Run 232	83160	1386	23.1	1950	14.57	1500	15
Run 233	83520	1392	23.2	1950	14.57	1500	15
Run 234	83880	1398	23.3	1950	14.57	1500	15
Run 235	84240	1404	23.4	1950	14.57	1500	15
Run 236	84600	1410	23.5	1950	14.57	1500	15
Run 237	84960	1416	23.6	1950	14.57	1500	15
Run 238	85320	1422	23.7	1950	14.57	1500	15
Run 239	85680	1428	23.8	1950	14.57	1500	15
Run 240	86040	1434	23.9	1950	14.57	1500	15
Run 241	86400	1440	24	1950	14.57	1500	15

Ilustración 73: Datos almacenados de la simulación (izquierda) y código de los balances de materia y energía (derecha)

Mediante las “lookup tables” se accede a datos horarios reales (“Datos_amb”) y se almacenan y consultan los datos de la simulación (“Sim_dia”).

- “Datos_amb”: Con 24 filas, que se corresponden con las horas de un día, como se muestra en la **ilustración 74**, contiene los datos horarios reales de temperatura exterior [T_{ext}], velocidad del viento a la altura de referencia [V_{viento}], dirección del viento [D_{viento}], precio de la electricidad [e_{MW}] y tendencia de la curva de la generación de energía solar [P_{solar}], demanda de energía [Demanda] y emisiones de CO₂ [x_{co2,capturado}]. Además, contiene información [On_{viento}] sobre cuándo funciona el generador eólico, en función de la dirección del viento y datos de velocidad corregida en función de la altura [V_z] que el programa almacena durante la simulación.

Lookup Table											BT			X
Datos_amb		Sim_dia												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				
Hora	T_ext	V_viento	D_viento	On_viento	V_z	e_MWh	P_solar	Demanda	X_co2_capturado					
Row 1	0	23.4	7	Norte	0	7,268	73,27	0	0,5133	0,95				
Row 2	1	23,7	3	Nordeste	0	3,115	71,62	0	0,4206	0,944				
Row 3	2	23	2	Norte	0	2,076	70,5	0	0,351	0,941				
Row 4	3	21	0	Calma	0	0	70,05	0	0,351	0,935				
Row 5	4	21,8	5	Este	0	5,191	69,35	0	0,3047	0,933				
Row 6	5	19,5	10	Este	0	10,38	67,85	0	0,3279	0,934				
Row 7	6	19,4	12	Este	0	12,46	67,26	0	0,4669	0,943				
Row 8	7	19,4	8	Este	0	8,306	70,86	0	0,6755	0,974				
Row 9	8	19,8	12	Este	0	12,46	69,79	0	0,7682	0,987				
Row 10	9	20,7	16	Este	0	16,61	70,45	0,28	0,8378	0,99				
Row 11	10	22,3	15	Este	0	15,57	67,49	0,61	0,8841	0,987				
Row 12	11	21,6	6	Sudoeste	0,5	6,229	66,43	0,805	0,9305	0,989				
Row 13	12	24	5	Sudoeste	0,5	5,191	66,89	0,905	0,9768	0,988				
Row 14	13	25	8	Oeste	1	8,306	132,7	0,975	1	0,991				
Row 15	14	25,4	11	Oeste	1	11,42	131,2	1	0,9536	0,99				
Row 16	15	26,1	13	Oeste	1	13,5	130,6	0,945	0,8841	0,982				
Row 17	16	26,4	17	Oeste	1	17,65	129,9	0,85	0,8841	0,982				
Row 18	17	26,4	15	Oeste	1	15,57	131,2	0,675	0,8609	0,983				
Row 19	18	26,2	14	Oeste	1	14,54	131,7	0,375	0,8378	0,994				
Row 20	19	25,4	11	Oeste	1	11,42	134,3	0,04	0,8378	0,99				
Row 21	20	23,7	11	Oeste	1	11,42	139,3	0,005	1	0,999				
Row 22	21	23,7	3	Noroeste	0,5	3,115	138,3	0	0,9536	1				
Row 23	22	23,4	5	Norte	0	5,191	131,7	0	0,7219	0,988				
Row 24	23	23,4	6	Norte	0	6,229	60,16	0	0,5596	0,972				

Ilustración 74: "Datos_amb". Datos reales externos a la planta.

- "Sim_dia": Con 241 filas, que se corresponden con un día de funcionamiento, en incrementos de tiempo de 6 minutos ($\Delta t = 360$ segundos). El programa lee en la tabla todos los datos que hacen referencia a configuración del ciclo de carga [Carga] y descarga [Descarga], nivel de los depósitos de acero [$M_{co2,steel}$], agua fría [$M_{cold,water}$], agua caliente [$M_{hot,water}$] y pozo A [$M_{co2,well,A}$], y temperatura del hielo [T_{hielo}], así como de la tendencia de todos ellos ['Referencia' bajando/subiendo], de la simulación anterior y deposita los de la simulación actual, como se muestra en las ilustraciones 75 y 76.

Lookup Table											
Datos_amb		Sim_dia									
	Carga	Descarga	M _{co2,steel}	Acero bajando	M _{cold,water}	Cold bajando	M _{hot,water}	Hot bajando	T _{hielo}	Hielo subiendo	M _{co2,well,A}
Row 1	-1	0	60000	0	500000	1	10000	0	-5	1	1000
Row 2	-1	0	61710	0	497387	1	12613	0	-5,079	1	1000
Row 3	-1	0	63420	0	494774	1	15226	0	-5,159	1	1000
Row 4	-1	0	65130	0	492162	1	17838	0	-5,238	1	1000
Row 5	-1	0	66840	0	489549	1	20451	0	-5,317	1	1000
Row 6	-1	0	68550	0	486936	1	23064	0	-5,396	1	1000
Row 7	-1	0	70260	0	484323	1	25677	0	-5,476	1	1000
Row 8	-1	0	71970	0	481710	1	28290	0	-5,555	1	1000
Row 9	-1	0	73680	0	479097	1	30903	0	-5,634	1	1000
Row 10	-1	0	75390	0	476485	1	33515	0	-5,713	1	1000
Row 11	-1	0	77100	0	473872	1	36128	0	-5,793	1	1000
Row 12	-1	0	78805	0	471259	1	38741	0	-5,872	1	1000
Row 13	-1	0	80504	0	468646	1	41354	0	-5,951	1	1000
Row 14	-1	0	82203	0	466033	1	43967	0	-6,031	1	1000
Row 15	-1	0	83902	0	463420	1	46580	0	-6,11	1	1000
Row 16	-1	0	85601	0	460808	1	49192	0	-6,189	1	1000
Row 17	-1	0	87301	0	458195	1	51805	0	-6,268	1	1000
Row 18	-1	0	89000	0	455582	1	54418	0	-6,348	1	1000
Row 19	-1	0	90699	0	452969	1	57031	0	-6,427	1	1000
Row 20	-1	0	92398	0	450356	1	59644	0	-6,506	1	1000
Row 21	-1	0	94097	0	447743	1	62257	0	-6,585	1	1000

Ilustración 75: Datos almacenados del comienzo de la simulación.

	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	Carga	Descarga	$M_{co2,steel}$	Acero bajando	$M_{cold,water}$	Cold bajando	$M_{hot,water}$	Hot bajando	T_{hielo}	Hielo subiendo	$M_{co2,weel,A}$			
Row 221	0	1	249020	0	468264	0	41736	1	-3.696	1	197243			
Row 222	0	1	250809	0	471949	0	38051	1	-3.555	1	197243			
Row 223	0	1	252588	0	475635	0	34365	1	-3.413	1	197243			
Row 224	0	1	254366	0	479321	0	30679	1	-3.272	1	197243			
Row 225	0	1	256145	0	483007	0	26993	1	-3.13	1	197243			
Row 226	0	1	257923	0	486693	0	23307	1	-2.989	1	197243			
Row 227	0	0	259701	0	488536	0	21464	0	-2.918	0	197243			
Row 228	0	0	261480	0	488536	0	21464	0	-2.918	0	197243			
Row 229	0	0	263258	0	488536	0	21464	0	-2.918	0	197243			
Row 230	0	0	265037	0	488536	0	21464	0	-2.918	0	197243			
Row 231	0	0	266815	0	488536	0	21464	0	-2.918	0	197243			
Row 232	1	0	268596	1	487229	1	22771	0	-2.963	1	199866			
Row 233	1	0	262459	1	484616	1	25384	0	-3.053	1	205113			
Row 234	1	0	258962	1	482004	1	27996	0	-3.142	1	210359			
Row 235	1	0	255464	1	479391	1	30609	0	-3.232	1	215606			
Row 236	1	0	251967	1	476778	1	33222	0	-3.321	1	220853			
Row 237	1	0	248470	1	474165	1	35835	0	-3.411	1	226099			
Row 238	1	0	244973	1	471552	1	38448	0	-3.5	1	231346			
Row 239	1	0	241476	1	468939	1	41061	0	-3.59	1	236593			
Row 240	1	0	237979	1	466327	1	43673	0	-3.679	1	241839			
Row 241	1	0	234482	1	463714	1	46286	0	-3.769	1	247086			

Ilustración 76: Datos almacenados del final de la simulación.

5.5.2.2 Esquema de las relaciones en la simulación

El esquema de las relaciones en el programa se muestra en la **ilustración 77**. Desde la tabla paramétrica se suministra el valor de tiempo en segundos (0 - 86400), en incrementos de 360, lo que supone realizar un total de 241 simulaciones. El programa convierte el valor de tiempo en segundos en el número de fila correspondiente en las tablas. La primera de ella, con valores por hora, de 24 filas, la segunda, para almacenar valores de la simulación, de 241 filas.

Desde la “lookup table” con valores en formato horario, el programa accede a datos reales de viento, temperatura, demanda eléctrica, precio de la electricidad, potencia solar y emisiones de CO₂. A partir de estos datos reales, y de las funciones definidas, el programa calcula valores de gasto másico de carga y descarga.

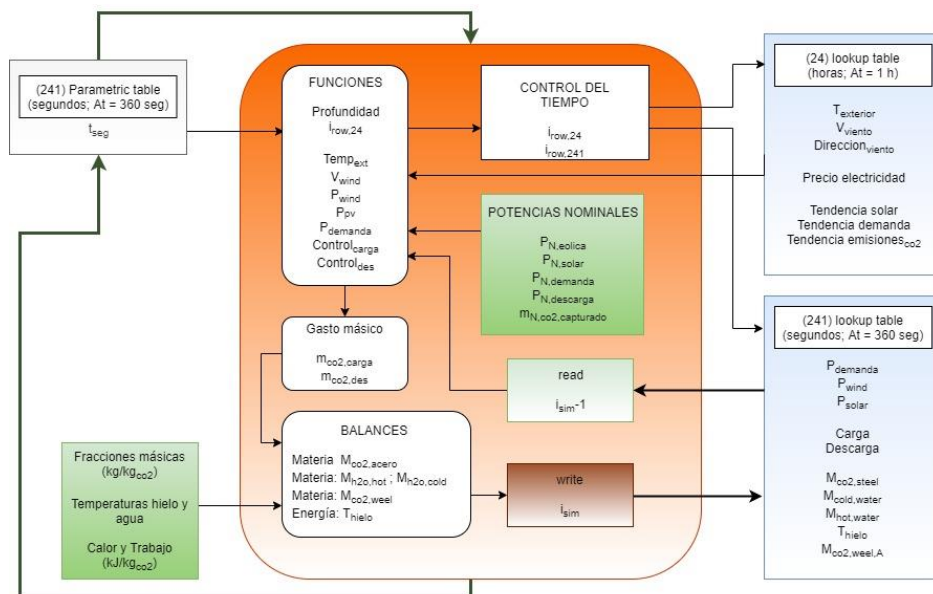


Ilustración 77: Esquema del programa que simula un día de funcionamiento de una planta ficticia.

Mediante los dos procedimientos definidos, “read” y “write”, y las funciones definidas, el programa interactúa con la segunda “lookup table”, de modo que “lee” el estado del

sistema en la simulación anterior, y al final de la simulación actual, “escribe” los resultados obtenidos.

Con estos datos, el sistema evalúa si activar o no, los ciclos de carga y/o descarga, y si éstos funcionan como ciclo abierto o cerrado, y calcula el estado de los depósitos mediante los balances de materia y energía.

5.5.2.3 Simulación del sistema

Realizando la simulación paramétrica se obtiene el comportamiento del sistema tras un día de funcionamiento. En la **ilustración 78** se muestra la programación obtenida tras la simulación. El funcionamiento del ciclo de carga se ha representado en marrón, mientras que el del ciclo de descarga se muestra en verde. La parte positiva del ciclo de carga representa el funcionamiento de la configuración abierta, mientras que la parte negativa está asociada con la configuración cerrada. En el ciclo de descarga solo se considera el ciclo cerrado.

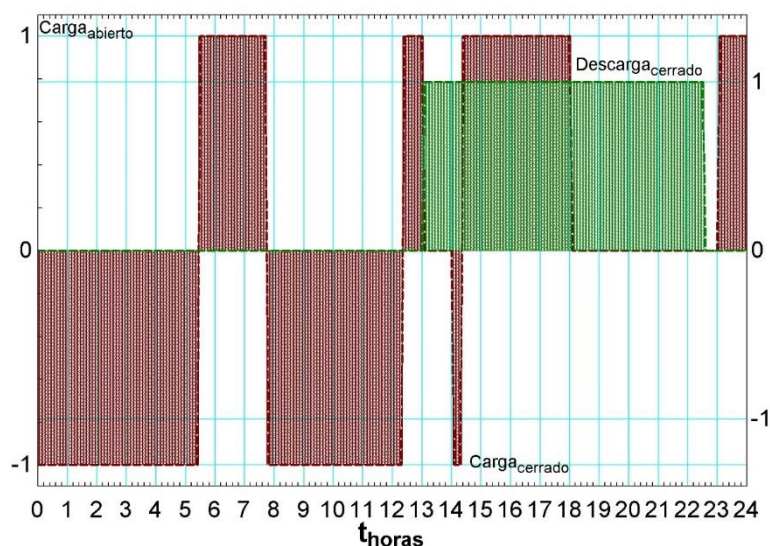


Ilustración 78: Programación horaria del sistema

El ciclo de carga se activa cuando el precio de la electricidad está por debajo de la media, en los intervalos 0-13 horas y 23-24 horas, alternando entre el ciclo de carga abierto y cerrado en función del nivel del CO_2 en el depósito de acero. La evolución del nivel de CO_2 en el interior del depósito de acero (negro) se muestra en la **ilustración 79**, junto con el nivel del depósito de agua fría (azul).

Al comenzar la simulación el nivel del depósito de acero no alcanza el nivel umbral, que es el mínimo necesario para que comience la descarga de CO_2 , por lo que el sistema funciona como ciclo cerrado de carga, hasta las 05:30 aproximadamente, cuándo se alcanza dicho nivel y el sistema cambia la configuración a ciclo abierto de carga. Cuando el nivel baja hasta el mínimo, aproximadamente a las 08:00, la configuración vuelve a cambiar a ciclo cerrado de carga, hasta las 12:30 cuando vuelve a llegar al nivel umbral.

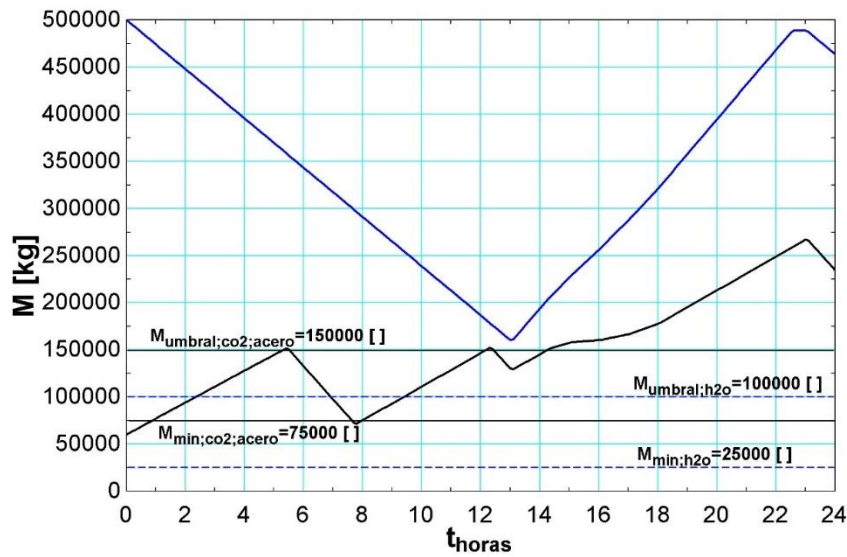


Ilustración 79: Evolución temporal del nivel de los depósitos de agua fría y acero.

Desde las 13:00 hasta las 23:00, cambia la tarifa horaria de la electricidad, y el sistema pasa de la carga a la descarga. El depósito de agua fría comienza a llenarse de nuevo, aumentando su nivel sin haber llegado al nivel mínimo, por lo que no ha limitado la carga en ningún momento.

Durante todo el tiempo de carga, la temperatura del hielo estuvo bajando a un ritmo constante, al mismo tiempo que aumentaba el nivel del depósito de agua caliente, como muestra la **ilustración 80**. La temperatura del hielo al finalizar la carga es de $-15,5^{\circ}\text{C}$, igual a la temperatura limitada por el sistema, lo que indica que la cantidad de hielo estimada previamente es la correcta.

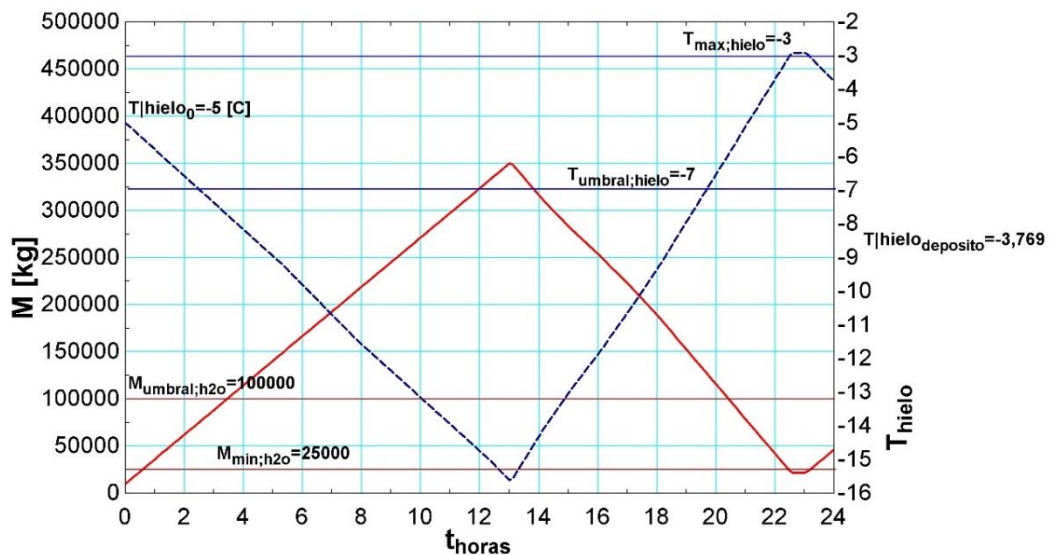


Ilustración 80: Evolución temporal de la temperatura del hielo y del nivel del depósito de agua caliente.

Sobre las 14:00 horas aproximadamente, se parecía un cambio en la pendiente de las curvas, motivado por el funcionamiento simultáneo del ciclo de carga y descarga. El ciclo de carga se vuelve a poner en funcionamiento, por el excedente de generación

renovable, aunque el sistema opera a carga parcial, hasta las 18:00, donde vuelve a funcionar el ciclo de descarga en solitario.

Sobre las 22:30, se alcanzan tanto el nivel mínimo en el depósito de agua caliente, como la temperatura máxima en el depósito de hielo. El sistema permanece parado durante unos 30 minutos, hasta las 23:00, cuando se produce un nuevo cambio de tarifa en el precio de la electricidad, y se pone en funcionamiento el ciclo de descarga abierto, pues el nivel de CO₂ en el depósito de acero está por encima del nivel umbral.

5.5.2.4 Resultados de la simulación

En la **ilustración 81** se representa la evolución temporal en los perfiles de la potencia de carga (marrón) y descarga (verde), y el gasto másico de carga (línea roja) y descarga (línea verde). El área encerrada bajo las líneas de potencia se corresponde con la energía necesaria para la carga y la descarga.

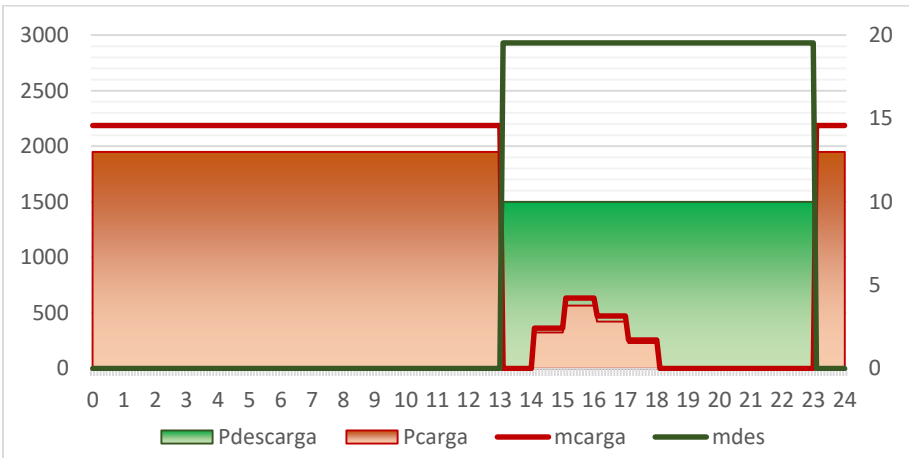


Ilustración 81: Potencias de funcionamiento (izquierda, kW) y gasto másico (derecha, kg/s).

La potencia de descarga opera únicamente en las 10 horas que se corresponden con el precio alto en la electricidad, en régimen nominal, con potencia constante (1500 kW). La potencia de carga opera durante las 14 horas con precio bajo, en régimen nominal, con potencia constante (1950 kW), y durante 4 horas en las que hay exceso de producción renovable, a carga parcial, con potencia variable.

El área naranja representa la energía consumida por el compresor, y la verde, la generada por la turbina. Estos valores no tienen en cuenta la energía generada en las válvulas de expansión y en la turbina hidráulica ni la consumida en las bombas. Tampoco se han considerado aún pérdidas mecánicas en el eje de transmisión, ni pérdidas eléctricas en el generador.

Este funcionamiento a carga parcial puede no ser posible por las características del compresor, que el funcionamiento simulado no se aproxime a la realidad, por haber considerado el rendimiento del compresor en régimen nominal, o que necesite de otro compresor para el funcionamiento en diferentes intervalos de potencia.

En la **tabla 56** se recogen los valores límite que alcanzan los depósitos durante la simulación.

Tabla 56: Valores límite alcanzados en los depósitos.

	Inicial	Más alto	Más bajo	Final
CO₂ en acero (kg)	60.000	266.815	60.000	234.500
Agua fría (kg)	500.000	500.000	160.333	463.710

Agua caliente (kg)	10.000	349.667	10.000	46.290
Temperatura del hielo (°C)	-5	-2,918	-15,61	-3,77
CO₂ en pozo (kg)	1.000	247.086	1.000	247.080

Durante el día de funcionamiento considerado, el nivel del CO₂ en el interior del pozo A ha ido aumentando, conforme se inyectaba CO₂ durante el funcionamiento del ciclo de carga abierto. En la **ilustración 82** se muestra la evolución temporal del nivel del CO₂ en el interior de la formación geológica.

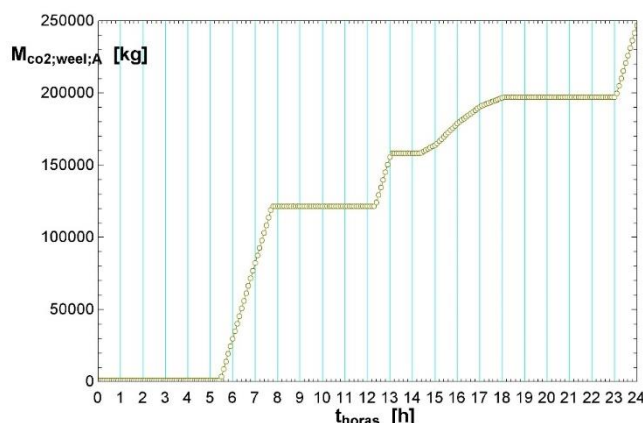


Ilustración 82: Evolución temporal del CO₂ en el interior de la formación geológica.

5.6 Programación alternativa

5.6.1 Criterio de programación: recurso renovable y demanda variable

En el modelado inicial del sistema, el principal criterio en el funcionamiento de la planta era el precio de la electricidad, según la tarifa de discriminación horaria, y la disponibilidad del recurso renovable sólo se tenía en cuenta para caracterizar un tiempo de funcionamiento con exceso de generación renovable.

En esta nueva programación del sistema, el ciclo de carga entrará en funcionamiento según disponibilidad de recurso eólico y solar, consumiendo energía de origen exclusivamente renovable. Además, la influencia de la curva de demanda eléctrica afectará al ciclo de descarga, que condicionará totalmente su funcionamiento.

Tabla 57: Criterio de programación: disponibilidad de recurso renovable.

	Condicionante	Configuración abierta	Configuración cerrada
Ciclo de carga	Disponibilidad de renovable	Disponibilidad de CO ₂ en depósito de acero	
Ciclo de descarga	Demanda eléctrica	-	Siempre

5.6.2 Interfaz gráfica (EES)

En la nueva versión del programa, además de los criterios de programación descritos, se incluye una interfaz gráfica con variables de entrada y salida, así como acceso a las diferentes gráficas del sistema. Una vista general de la interfaz se muestra en la **ilustración 83**; dividida en tres partes: ciclo de carga (izquierda), ciclo de descarga (derecha) y panel de control (abajo).

Se visualizan rápidamente las variables que caracterizan el ciclo de carga, tanto abierto como cerrado. Además, proporciona la posibilidad de poder modificar las principales variables de entrada, que determinan la simulación:

- Título del CO₂ en la entrada del compresor.
- Presiones de alta y baja del CO₂ y rendimiento de equipos.
- Condiciones de transporte del CO₂.
- Gasto másico de CO₂ en condiciones nominales.
- Temperatura inicial de los depósitos de almacenamiento.
- Control del tanque de acero, y de las plantas de captura de CO₂ y renovables.

La parte dedicada al ciclo de descarga funciona de la misma forma que la del ciclo de carga, como se muestra en la **ilustración 85**.

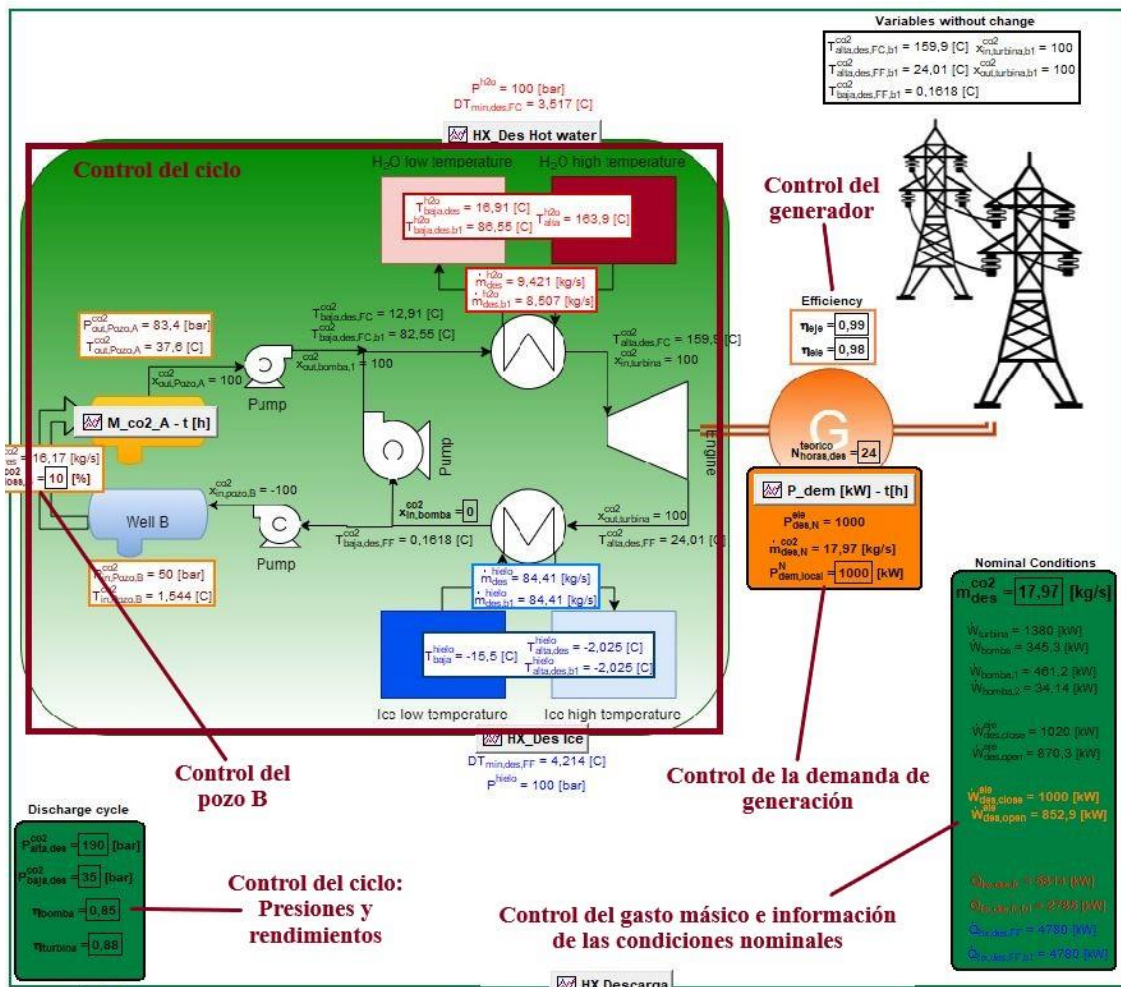


Ilustración 85: Interfaz gráfica - Ciclo de descarga. v1.0

En esta ocasión, la interfaz permite variar el valor de:

- Título del CO₂ en la entrada de la bomba.
- Presiones de alta y baja del CO₂ y rendimiento de equipos.
- Gasto másico de CO₂ en condiciones nominales.
- Control de la demanda de energía.

Por último, la parte dedicada al control de la simulación, se muestra en la **ilustración 86**. Ésta se divide en varios cuadros de control e información. En la parte derecha, destacados en rojo y azul, se disponen los cuadros dedicados al control de la evolución temporal de los depósitos de agua caliente y hielo. A su izquierda, resaltado en verde, se muestran los resultados de la simulación, en términos de rendimiento y energía.



Ilustración 86: Interfaz gráfica - Panel de control. v1.0

En la parte izquierda, se disponen otros dos cuadros, uno dedicado a la correcta caracterización de los intercambios de calor, y otro que permite cambiar la profundidad de la formación geológica, en la simulación del almacenamiento geotérmico.

Por último, el sistema permite controlar el tiempo de simulación, y da acceso a diferentes gráficas que genera el programa, como el diagrama T-s completo, la programación del sistema, el gráfico de potencia o el perfil de los intercambios de calor.

5.6.3 Novedades que incorpora la interfaz

Con el nuevo criterio de programación, se han incluido nuevas funcionalidades en el programa, respecto a la versión anterior.

- Migración lateral en el interior del pozo A

Se ha incluido una variable que permite simular la migración lateral del CO₂ en el interior de formaciones geológicas, mediante una pérdida de un porcentaje del total de masa de CO₂ en el interior del pozo con el tiempo.

Tabla 58: Novedades de la interfaz; migración lateral.

Descripción	Símbolo	Valor	Unidades
Pérdida de masa en el interior del pozo A	XCO ₂ ,pozo,ML	0,1	%

- Control de las plantas asociadas renovables y de captura de CO₂

La interfaz da acceso directo al control de la potencia nominal de la planta eólica, el campo solar y el gasto másico de CO₂ capturado, así como a la potencia unitaria de cada panel solar del campo y de cada aerogenerador, proporcionando información del número de paneles y aerogeneradores necesarios, así como de la potencia de la central de carbón. En la **tabla 59** se muestran en amarillo las variables de entrada y en verde los resultados.

Tabla 59: Novedades de la interfaz; control de las plantas asociadas

Descripción	Unidades	Planta eólica	Campo solar	Planta de carbón
Potencia nominal	kW	P _{N,eólica}	P _{N,solar}	P _{N,planta,co2}
Potencia unitaria	kW	W _{N,aerogenerador}	W _{N,panel,fv}	-
Gasto másico	kg/s	-	-	m _{co2,capturado,N}
Unidades		N _{aerogenerador}	N _{panel,fv}	-

5.6.4 Simulación del sistema

Con el nuevo criterio de programación, se realiza una nueva simulación, con diferentes condiciones; las principales se recogen en la **tabla 60**.

Tabla 60: Criterio de programación; recurso renovable y demanda variable. Características de la sim.

Instalaciones asociadas	Potencia nominal	Evolución	Potencia por equipo	Número de equipos	Gasto másico asociado
Planta eólica	1.800 kW	Variable	200 kW	9 aerogen.	-
Campo solar	1.500 kW	Variable	300 W	5.000 panel.	-
Renovable total	3.300 kW	Variable	-	-	28,25 kg/s
Central de carbón	20.000 kW	Variable	-	-	5,035 kg/s
Demanda	1.000 kW	Variable	-	-	17,97 kg/s
Depósitos	Agua caliente	Agua ambiente	Hielo	Acero	Pozo A
Límite	500.000 kg	500.000 kg	-16°C	3.000 m3	-
Valor inicial	400.000 kg	100.000 kg	-14°C	0 kg	0 kg

Con el nuevo criterio de programación, el ciclo de descarga está en funcionamiento durante todo el día, siguiendo la demanda variable de energía eléctrica. El ciclo de carga entra en funcionamiento cuando hay disponibilidad de recurso renovable, eólico y/o solar. La programación del sistema se muestra en la zona derecha de la **ilustración 87**.

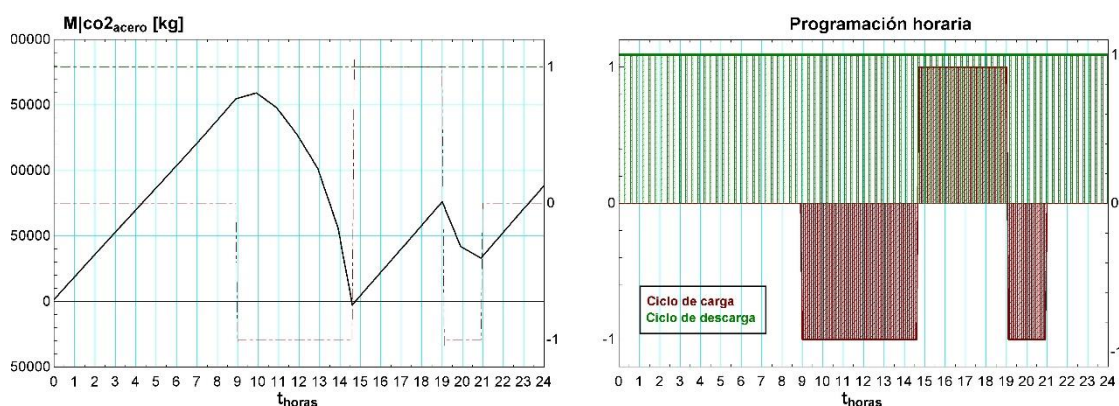


Ilustración 87: Criterio renovable y demanda variable; depósito de acero y programación.

El ciclo de carga cambia entre configuración abierta o cerrada según la disponibilidad de CO₂ en el interior del depósito de acero, como se puede observar en la parte izquierda de la **ilustración 87**, donde se representa la evolución temporal del nivel del depósito de acero. Entre las 14:00 y 15:00 horas el nivel del CO₂ en el depósito de acero llega a cero; la configuración cambia a ciclo cerrado hasta que a las 19:00 se alcanza el nivel umbral y vuelve a ponerse en marcha el ciclo abierto.

En la **ilustración 88** se muestra la evolución temporal de los depósitos de hielo y agua. En esta ocasión, en ninguno se alcanzan valores límite, por lo que no condicionan la programación del sistema.

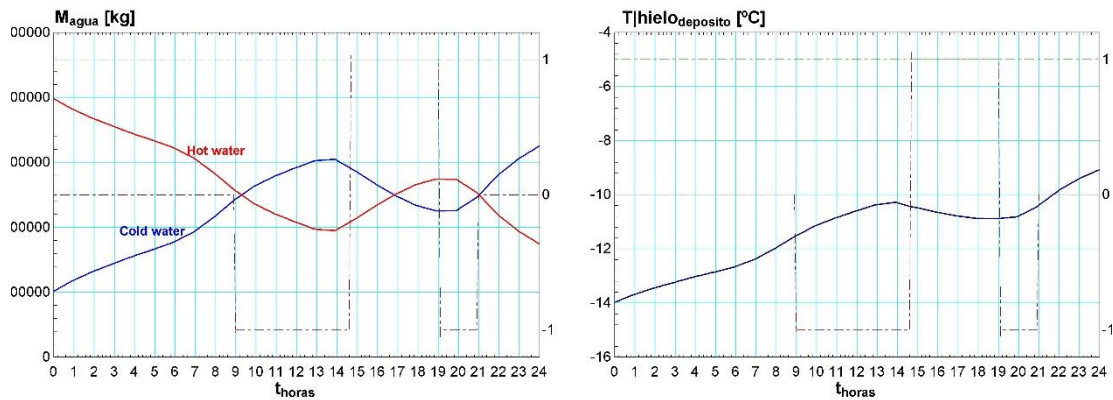


Ilustración 88: Criterio de programación renovable; evolución temporal de los depósitos de hielo y agua.

5.6.5 Resultados

Los resultados de la simulación se muestran en la **ilustración 89**, donde se representan la potencia de la planta eólica y el campo solar, con las que se construye la potencia renovable que sigue el ciclo de carga, así como la potencia de demanda, que sigue el ciclo de descarga. Además, se representa el gasto másico de CO₂ de los ciclos de carga y descarga.

Tabla 61: Criterio de programación renovable; resultados.

	Energía (kWh)	Potencia pico (kW)	Potencia mínima (kW)	Gasto máximo (kg/s)	Gasto mínimo (kg/s)
Carga	23.138	3.218	0	28,25	0
Descarga	17.397	1.000	304,7	17,97	5,475

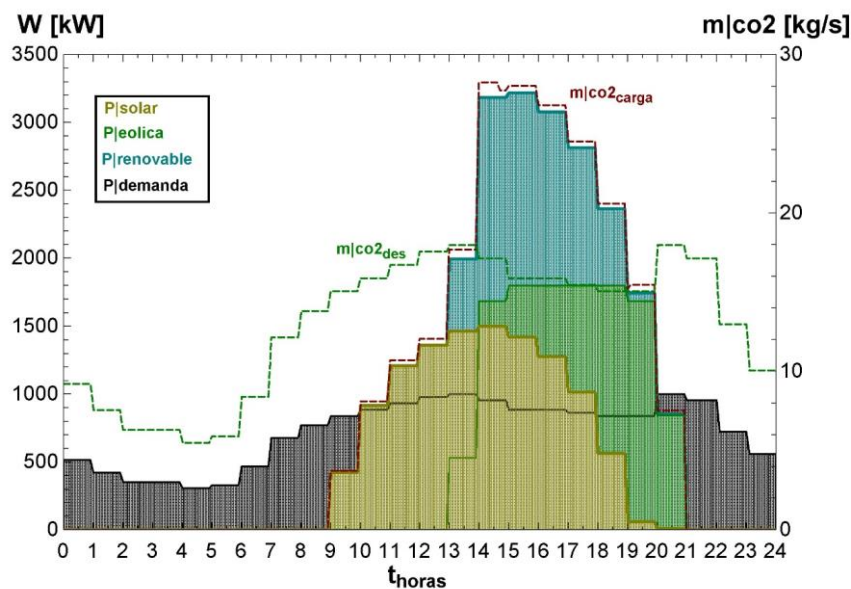


Ilustración 89: Potencias de funcionamiento y gasto másico de los ciclos; criterio renovable.

Por último, en la **ilustración 90** se representa la cantidad de CO₂ almacenado en la formación geológica durante el tiempo de simulación. Se observa la simulación de la migración lateral de CO₂ introducida con la programación de la interfaz gráfica, en los tramos de pendiente negativa.

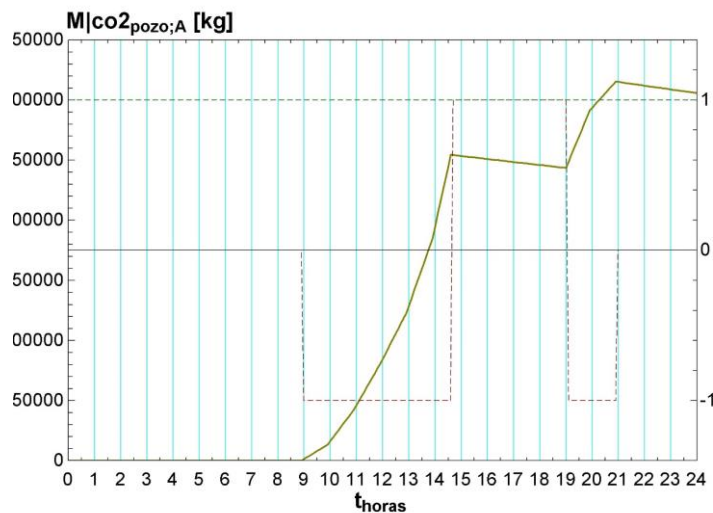


Ilustración 90: Criterio renovable; evolución temporal del nivel de CO₂ en el pozo A.

5.6.6 Nuevas funciones a implementar

Para finalizar, sólo comentar algunas funcionalidades que se pueden implementar en un futuro en el simulador, para profundizar en el análisis y continuar con el proceso de mejora continua del programa:

- Balance de energía en el interior de la formación geológica; al igual que en el depósito de hielo, realizar un balance de energía que describa la evolución temporal de la temperatura del CO₂ en el interior del pozo A. Actualmente se consideran condiciones fijas de entrada y salida del CO₂ en el pozo A.
- Balance de materia completo en el interior de la formación geológica; aprovechando el balance de energía, completar el modelado del proceso que experimenta el CO₂ en el interior del pozo con la reinyección de CO₂ en el pozo B, habilitando el funcionamiento del ciclo de descarga abierto.
- Ampliar el tiempo de simulación; permitiendo realizar simulaciones de varios días.
- Simular datos solares, de viento, captura de CO₂ y demanda de energía de manera automática, a partir de los datos reales, en función del tiempo de simulación, pudiendo aumentar/disminuir la tendencia del cambio, e incluso incluir niveles de intensidad.

5.7 Conclusiones

En este apartado, se trata el análisis de la evolución temporal del sistema, a lo largo de un día de funcionamiento, mediante la simulación de una planta de almacenamiento ficticia, conectada a dos plantas de energía renovable (eólica y fotovoltaica), alimentación de CO₂ capturado en una fuente estacionaria y conexión a la red eléctrica.

A partir de datos horarios reales de generación solar fotovoltaica, emisiones de CO₂ a la atmósfera y demanda de energía eléctrica en España, datos horarios reales de viento y temperatura y datos reales del precio horario de la electricidad en España, se construye una gráfica escalada de generación (fotovoltaica y eólica) y consumo, para establecer la programación horaria de un día de funcionamiento de la planta de almacenamiento.

Para simular un funcionamiento más realista de la planta, se definen tres niveles en los depósitos: máximo (límite superior en el que se para el funcionamiento), mínimo (límite inferior en el que se para el funcionamiento) y umbral (barrera cercana al mínimo, que ha de alcanzar el nivel del depósito en cuestión tras llegar al nivel mínimo).

Del mismo modo, ante la dificultad de simular la evolución temporal del CO₂ en el interior de una formación geológica, con el objetivo de no aumentar el posible error cometido, el ciclo abierto de descarga no entra en funcionamiento.

A partir de los datos horarios reales introducidos, el control del sistema establece 14 horas de carga debidas a un precio de la electricidad por debajo de la media y algo menos de 10 horas (el sistema no llega a alcanzar las 10 horas previstas por alcanzar el nivel mínimo en los depósitos de hielo y agua caliente) de descarga, por suceder lo contrario. Además, durante 4 de esas 10 horas, el sistema de carga también está en funcionamiento a carga parcial, motivado por un exceso de generación renovable, que supera a la demanda considerada. El sistema opera en condiciones nominales (1950 kW en carga – 1500 kW en descarga) casi todo el tiempo. El funcionamiento a carga parcial que se pone en funcionamiento durante las horas con excedente de energía renovable está condicionado por las limitaciones en los equipos del sistema.

El nivel mínimo en los depósitos de hielo y agua caliente llega a alcanzarse, parando el sistema hasta que llega la hora programada del inicio de carga. Esta parada es por poco tiempo y en la gráfica se puede observar que al final del día hay aproximadamente el mismo nivel que al comienzo (algo mayor en el agua caliente, algo menor en el hielo).

El depósito de acero descarga a una velocidad mayor que la velocidad de carga, lo que hace pensar que no habrá problemas con la capacidad máxima del depósito. Cuando alcanza el nivel mínimo, el sistema cambia al modo de funcionamiento como ciclo cerrado, continuando con la carga sin precisar de la alimentación de CO₂.

Cambiando el criterio de programación del sistema, en una segunda simulación, el ciclo de carga funciona a potencia variable, siguiendo la disponibilidad del recurso renovable. El ciclo de descarga funciona también en régimen variable, siguiendo la demanda de energía eléctrica.

Con los valores establecidos, el ciclo de carga entra en funcionamiento durante 12 horas, por las 24 horas que está funcionando el ciclo de descarga, pues en ningún momento se alcanza el nivel mínimo en los depósitos de agua o hielo.

El resultado final, es un sistema que almacena energía exclusivamente de origen renovable, capaz de seguir una demanda de energía eléctrica variable y continua, en términos de generación, y a su vez aprovecha el proceso de almacenamiento de energía renovable, para almacenar en el interior de una formación geológica, el suministro continuo y variable de CO₂ capturado en una planta cercana.

6. Análisis económico

6.1 Contexto del análisis

Para concluir el estudio de la integración del sistema de almacenamiento de energía termoeléctrica mediante ciclos transcíticos de CO₂ y almacenamiento en agua y hielo, y el almacenamiento geotérmico de energía en formaciones geológicas, se realiza un análisis económico muy básico de la planta ficticia considerada en el punto anterior de este documento, que combinaba tanto la configuración de ciclo abierto como la del cerrado.

En el análisis económico, se consideran costes de inversión, costes de operación y mantenimiento fijos, los costes de energía eléctrica asociados al funcionamiento de la planta, y diferentes tasas de inflación.

La potencia de generación de la planta considerada, es de 1500 kW, correspondientes a la turbina, mientras que la potencia de consumo (de origen renovable), es de unos 2000 kW, que se corresponden con el compresor.

6.2 Costes

6.2.1 Coste de inversión

La primera parte del análisis económico es la inversión inicial. A partir de un estudio del coste de un equipo en función de su potencia se extrapolan los datos relativos al coste [12]. El coste de los equipos se muestra en la parte superior de la **tabla 57**. En cuanto al coste del campo solar y la planta eólica se considera un coste medio por cada vatio de potencia eólica [13] y por cada panel solar [14].

En la parte inferior de la tabla, se representa el resto de la inversión, considerando costes asociados a instrumentación, regulación y control, sistemas auxiliares, conexión a la red, obra civil, instalación y comisionado y costes del proyecto. Se estima un porcentaje del total para cada una de las diferentes partes de la inversión [15].

Tabla 62: Análisis económico; Inversión.

Costes de inversión	Coste (€)	Equipos	Total
Equipos del ciclo de carga	359.500	13,36%	13,36%
Equipos del ciclo de descarga	233.300	8,67%	8,67%
Intercambiadores	48.500	1,80%	1,80%
Planta eólica [13]	1.117.800	41,55%	41,55%
Campo solar [14]	931.500	34,62%	34,62%
Total de los equipos	2.690.600	100,00%	55% [15]
Instrumentación, regulación y control	733.800		15% [15]
Sistemas auxiliares	244.600		5% [15]
Conexión a la red	244.600		5% [15]
Obra civil	489.200		10% [15]
Instalación y comisionado	244.600		5% [15]
Costes del proyecto	244.600		5% [15]

Total	4.892.000	100%
--------------	------------------	-------------

El coste de los equipos de almacenamiento de la central de 1,5 MW de potencia eléctrica de salida se estima en 641.300 €, mientras que incluyendo el campo solar y la planta eólica asciende hasta los 2.690.600, y se considera como el 55% de la inversión inicial. Este valor se utiliza como referencia para la estimación del resto de gastos considerados, llegando a una inversión total 4.892.000 €.

6.2.2 Costes de operación y mantenimiento

En los costes de operación y mantenimiento se consideran tres gastos: fluidos de trabajo, mantenimiento y seguros. En cuanto a ingresos, se consideran los derivados del funcionamiento del ciclo de descarga de la planta. En la **tabla 58** se muestra un resumen de los cálculos de los costes de operación y mantenimiento, presentando en la parte superior los gastos relacionados con los fluidos de trabajo.

En el caso de los depósitos de agua y hielo, se considera la cantidad de agua suficiente como para llenar por completo un depósito tres veces mayor que el depósito de agua y hielo cada año.

Tabla 63: Análisis económico; Gastos de operación y mantenimiento.

	Cantidad (kg)	Coste unitario (€/kg)	Coste (€)	Porcen.	Pay Back
Agua	400.000	0,0005	600 €	10,26%	
Hielo	3.500.000	0,0005	5.250 €	89,74%	
Total fluidos			5.850 €		
	Potencia (kW)	Horas anuales	Energía (MWh)		
Carga	1.600	3650 h	5.840		
Descarga	1.000	3650 h	3.650		
Total		7300 h	9.490		
Mantenimiento		5 €/MWh [15]	47.450 €		
Seguros		0,25% [15]	12.230 €		
Gastos			65.530 €		
Ingresos	3.650 MWh	130 €/MWh [11]	474.500 €		
Total			408.970 €/año		11,96 años

Para estimar un coste de mantenimiento anual, se parte del coste promedio de mantenimiento de una turbina de gas, que suele estar entre 5,4 – 4,6 (€/MWh) [15]. Para el sistema de estudio, se considera un coste promedio de mantenimiento de 5 €/MWh. Se considera un funcionamiento tal que la planta invierte cada día 10 horas en el ciclo de carga (horas solares y de producción eólica) y 10 en el de descarga (horas punta, con alto precio de electricidad de tarifa con discriminación horaria).

En cuanto al coste de los seguros, se suelen situar entre el 0,25% y 2% del coste de capital [15]. Para este caso, se considera de 0,25%.

El resultado es un ingreso medio de 408.970 €/año, que conlleva a un Pay Back de menos de 12 años (considerando una vida útil de 24 años).

6.3 Coste normalizado de la energía

El coste normalizado de la energía (Levelized cost of Energy “LCOE”) se usa como medida resumen de la competitividad global de las distintas tecnologías de generación. Representa el costo por kilovatio/megavatio hora de construir y operar una planta de generación. En el cálculo de este factor económico se tienen en cuenta los costes de inversión (€/MWh), costes de combustible (€), los costes de operación y mantenimiento fijo y variable (O&M), los costes de financiación, y una tasa de utilización que depende del tipo de tecnología empleada. [16]

La importancia de los factores varía entre tecnologías. Por ejemplo, tecnologías como la generación de energía solar y eólica que no tienen los costos de combustible, y relativamente pequeños costos de operación y mantenimiento, los cambios del LCOE debido a los costes de inversión estimados en función de la capacidad de generación son pequeños. Para las tecnologías con un coste significativo de combustible, tanto en el coste del combustible como las estimaciones de costes de inversión afectan de manera significativa al LCOE.

La **ecuación 32** representa el cálculo de LCOE, donde “I” es el coste de inversión (€), “L_{energía}” es el coste de gastos de energía empleada (€), “M” los gastos de operación y mantenimiento (€), “R” como gastos de repuestos (€), “F”, los costes de financiación (€), “E”, la energía anual producida (MWh/año), “r” el ratio de descuento y “n” años de vida. [16]

$$LCOE = \frac{I + L_{energía} + M + R + F}{E \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+r)^i}}$$

Ecuación 23: Coste normalizado de la energía [16]

En la **tabla 89** se presentan los datos necesarios para calcular el LCOE. Se ha considerado una vida útil de 25 años. No se han tenido en cuenta costes de financiación ni de repuestos. En la parte inferior de la tabla se muestran tres valores del LCOE, calculados a partir de un ratio de descuento del 5%, 10% y 15%, respectivamente.

Tabla 64: Resumen de datos para el cálculo de LCOE

	Anual (€/año)	Total (€)
Inversión	195.678,23 €	4.891.955,73 €
Coste de energía	0 €	- €
Gastos de operación y mantenimiento	65.530	1.638.247,23
Repuestos	0	0
Financiación	0	0
Energía anual (MWh/año)		3.650
LCOE	r = 5%	126,94 €
LCOE	r = 10%	197,10 €
LCOE	r = 15%	276,77 €

Los valores se encuentran entre los presentados en el documento Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA, SANDIA REPORT (A. Bradshaw, and W. Gauntlett) [17] para sistemas CAES y PHS de bombeo hidráulico.

7. Conclusiones

Este proyecto trata el estudio del almacenamiento electro-térmico de energía a gran escala, mediante ciclos de CO₂ transcrito y transferencia de calor a depósitos de hielo y agua caliente, y su posible combinación con el almacenamiento geotérmico de energía, mediante la inyección de CO₂ en el interior de formaciones geológicas.

El estudio del sistema básico (BS) permite presentar el almacenamiento electro-térmico de energía como una alternativa viable como almacenamiento de energía eléctrica; con un rendimiento cercano al 50%.

En el intercambio de calor con el depósito de agua se produce una buena integración en los perfiles de evolución de temperatura, tanto en carga como en descarga (mejor incluso que en el de carga), pero en el intercambio con el depósito de hielo no se produce una buena integración, debido al cambio de fase en el CO₂. Esto se traduce en una mayor distancia entre las presiones de trabajo del ciclo, y en una penalización en el rendimiento.

La idea del sistema de almacenamiento geotérmico, comienza con la reutilización del CO₂ capturado en grandes fuentes estacionarias como fluido de trabajo para el almacenamiento de la energía de fuentes renovables en formaciones geológicas. La energía se almacena y se recupera mientras se promueve la captura de CO₂, lo que agrega valor al sistema.

El sistema de almacenamiento geotérmico (GSS) permite aprovechar parte del sistema básico (BS) para el almacenamiento de CO₂ en el interior de formaciones geológicas, ampliando las posibles aplicaciones de la tecnología.

El estudio del sistema geotérmico (GSS) presenta un sistema que utiliza CO₂ capturado como fluido de trabajo para el almacenamiento electro-térmico de la energía de fuentes renovables y el almacenamiento del CO₂ en el interior de formaciones geológicas, con un rendimiento cercano al 50%.

Las características del sistema de almacenamiento geotérmico (GSS) hacen que necesite de un suministro continuo de CO₂ para hacer funcionar el ciclo de carga, y una cantidad de CO₂ almacenado (en unas determinadas condiciones) en el ciclo de descarga, lo que supone una limitación, además de las que ya tenía el sistema básico, energía de origen renovable o electricidad desde la red eléctrica para hacer funcionar el ciclo de carga, y nivel de carga suficiente en los depósitos de hielo y agua caliente para operar el ciclo de descarga.

Se propone una nueva configuración (FIS), que integre las características del sistema de almacenamiento termoeléctrico (BS) y las del geotérmico (GSS), con las ventajas del almacenamiento geotérmico sin añadir las limitaciones en el funcionamiento.

La integración en paralelo combina las diferencias en el esquema del sistema básico (BS) y del sistema geotérmico (GSS) aprovechando los aspectos comunes, proporcionando un camino alternativo que cierra el ciclo cuando no hay disponibilidad en el suministro de CO₂. El único desequilibrio en los intercambios de calor supone un excedente en la descarga del depósito de agua caliente respecto al sistema básico, lo que no añade una limitación al sistema.

El sistema permite el funcionamiento simultáneo de los ciclos de carga y descarga, pudiendo trabajar con ciclos cerrados de la misma forma que actuaba el sistema básico (BS) y con la posibilidad de poner en funcionamiento los ciclos abiertos cuando, además, hay disponibilidad en el suministro de CO₂, de manera que cuenta con el beneficio que añade el almacenamiento geotérmico, sin limitar el almacenamiento termoeléctrico cuando no hay disponibilidad de suministro de CO₂.

Por último, se trata el análisis de la evolución temporal del sistema, incluyendo distintos criterios de programación en el funcionamiento, a lo largo de un día, mediante la simulación de una planta de almacenamiento ficticia, conectada a dos plantas de energía renovable (eólica y fotovoltaica), alimentación de CO₂ capturado en una fuente estacionaria y conexión a la red eléctrica.

Los tres niveles definidos en los depósitos (máximo, mínimo y umbral) condicionan el funcionamiento de la planta; obligando a cambiar entre la configuración abierta y cerrada del sistema, en función de la disponibilidad de CO₂ capturado, en lugar de parar el funcionamiento del ciclo de carga, y se produce la parada del ciclo de descarga cuando los depósitos de hielo y/o agua alcanzan el nivel mínimo.

En dos simulaciones diferentes, el sistema responde favorablemente tanto al enfoque de almacenamiento de energía exclusivamente de origen renovable y generación según demanda continua y fluctuante, como al enfoque de almacenamiento/generación de energía según la tarifa eléctrica con discriminación horaria.

El resultado final, es un sistema que almacena energía exclusivamente de origen renovable, capaz de seguir una demanda de energía eléctrica variable y continua, en términos de generación, y a su vez aprovecha el proceso de almacenamiento de energía renovable, para almacenar en el interior de una formación geológica, el suministro continuo y variable de CO₂ capturado en una planta cercana.

Aunque es difícil saber con exactitud los detalles del proceso que experimenta el CO₂ una vez es inyectado en el interior de la cavidad, se ha establecido que, una parte migra lateralmente, y otra, no retorna al pozo A tras ser inyectado al pozo B, en el funcionamiento como ciclo de descarga abierto. El resto, la cantidad almacenada en el interior del pozo A, teóricamente, seguirá una tendencia creciente. El siguiente paso a este proyecto, podría ser el análisis de qué aplicación puede tener el CO₂ almacenado en el interior de la formación geológica.

8. Bibliografía

- [1] Sistemas de Almacenamiento de Energía y su aplicación en Energías Renovables. Andrés Escobar Mejía – Mauricio Holguín Londoño. Scientia et Technica Año XVII, No 47, abril de 2011. Universidad Tecnológica de Pereira. ISSN 0122-1701.
- [2] Almacenamiento energético. Red Eléctrica De España S.A.
- [3] CO₂ transcrítico. Instalaciones frigoríficas comerciales e industriales
- [4] Thermoelectric energy storage with transcritical CO₂ cycles. Mercangöz M, Hemrle J, Kaufmann L, Buchter F, Ohler C. Proceedings of the 24th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, ECOS 2011.
- [5] CO₂ re-use for large scale energy storage in geological formations. Julio Carneiro. Universidade de Évora.
- [6] Consenso Científico sobre Captura y Almacenamiento de CO₂. Captura y Almacenamiento de CO₂. GreenFacts.
- [7] Optimización de Sistema de almacenamiento de Energía Termoeléctrico integrado con Renovables. Carro, A. US.
- [8] Transportation systems for CO₂ - Application to carbon capture and storage. Svensson R, Odenberger M, Johnsson F, Strömberg L. Energy Conversion and Management.
- [9] Tipos de escenarios onshore y offshore. Economic optimization of CO₂ pipeline configurations. Knoope M, Ramírez A, Faaij A. Energy Procedia
- [10] Datos AEMET. Agencia Estatal de Meteorología. Datos actualizados del 08 de octubre de 2019.
- [11] Red Eléctrica de España. Demanda y producción en tiempo real. Tablas de datos: Demanda – Generación – Emisiones. Datos actualizados del 10 de octubre de 2019.
- [12] Appendix D. Preliminary Cost Estimation Data. ETSI. US.
- [13] Wind Industry's New Technologies Are Helping It Compete on Price - The New York Times
- [14] Initial Steps for Building a Solar Farm | Energy Central. Nate Vickery. 2017.
- [15] Departamento de Ingeniería Energética, Escuela Técnica Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla. Evaluación económica instalaciones cogeneración, Cogeneración, 4º GIE.
- [16] Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook, 2013, Independent Statistics and Analysis, U.S Energy Information Administration
- [17] A. Bradshaw, and W. Gauntlett, Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA, SANDIA REPORT, 2013. Akhil, G. Huff, A. Currier, B. Kaun, D. Rastler, S. Bingqing Chen, A. Cotter.

[18] Dry carbonate process for CO₂ capture and storage: Integration with solar thermal power. Bonaventura, D. Chacartegui, R. Valverde, J. Becerra, J. Ortiz, C. Lizana, J. Renewable and Sustainable Energy Reviews.

[19] Feasibility study of a photovoltaic solar installation in Castro Urdiales. Universidad de Cantabria. Escuela Politécnica de Ingeniería de Minas y Energía. Trabajo Fin De Grado. Ingeniería De Los Recursos Energeticos.